



TUGAS AKHIR - TE 141599

ANALISIS KONTINGENSI PADA PERENCANAAN SISTEM KELISTRIKAN KALIMANTAN 500 KV TAHUN 2050

Syafaat Ma'ruf
NRP 07111645000039

Dosen Pembimbing
Dr.Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.
Dr.Eng. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T.

PROGRAM STUDI S1 TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018



FINAL PROJECT - TE 141599

***Contingency Analysis on Electrical System Planning
Kalimantan 500 kV in 2050***

Syafaat Ma'ruf
NRP 07111645000039

Advisor
Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.
Dr.Eng. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T.

ELECTRICAL ENGINEERING S1 STUDY PROGRAM
Faculty of electric Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul “**Analisis Kontingensi Pada Perencanaan Sistem Kelistrikan Kalimantan 500 kV tahun 2050**” adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 9 Juni 2018



Syafaat Ma'ruf
NRP 07111645000039

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

**ANALISIS KONTINGENSI PADA PERENCANAAN SISTEM
KELISTRIKAN KALIMANTAN 500 KV TAHUN 2050**

TUGAS AKHIR

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada**

**Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Departemen Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

Menyetujui :

Dosen Pembimbing I



Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.
NIP. 198811082012121001

Dosen Pembimbing II



Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T
NIP. 197411292000121001



-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

ANALISIS KONTINGENSI PADA PERENCANAAN SISTEM KELISTRIKAN KALIMANTAN 500 KV TAHUN 2050

Name : Syafaat Ma'ruf
Pembimbing I : Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.
Pembimbing II : Dr. Eng Rony Seto Wibowo , S.T., M.T.

ABSTRAK

Sistem Tenaga Listrik yaitu sekumpulan pembangkit dan Gardu Induk yang terhubung oleh jaringan Transmisi yang interkoneksi. Tujuan dari sistem transmisi adalah memindahkan daya listrik dari pusat pembangkit ke pusat beban secara aman, efisien, handal dan ekonomis. Dalam pengengoperasian jaringan transmisi tidak lepas dari suatu gangguan. Gangguan tersebut dapat merusak atau mempengaruhi sistem aliran daya pada saluran. Pada Tugas Akhir ini membahas mengenai perubahan profil tegangan dan kemampuan operasi saluran transmisi 500 kV Kalimantan dengan analisis kontingensi saluran N-1 dengan pola operasi dua gen terbesar off menggunakan software ETAP 12.6. yaitu melepas dengan sengaja sebuah saluran transmisi dari sistem untuk mengevaluasi sistem tersebut. Ketika terjadi kontingensi diasumsikan terjadi sebuah gangguan, sehingga berdampak terhadap perubahan nilai tegangan bus dan overload pada saluran. Diperlukan pencegahan ketika terjadi kontingensi, agar sistem dapat beroperasi secara normal. Khususnya pada interkoneksi saluran transmisi 500 kV Kalimantan. Pada simulasi terjadi overload line 75 sebesar 2065.476 A (104.3%) ketika kontingensi saluran Banjarmasin-Balikpapan, undervoltage sebesar (93.9%) di bus Bandara, undervoltage sebesar (93.5%) di bus Sandai, undervoltage sebesar (93.5%) di bus Trisakti. Undervoltage dapat diatasi dengan penambahan kapasitor, sehingga profil tegangan naik. Overload saluran dapat diatasi dengan load shedding pada bus yang mengalami undervoltage. dan penambahan saluran baru. Atau penambahan pembangkit.

Kata Kunci : Sistem Kelistrikan Kalimantan, Kontingensi Saluran N-1,
Undervoltage, Overload, Load shedding

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

Contingency Analysis on Electrical System Planning Kalimantan 500 Kv in 2050

Name : Syafaat Ma'ruf
Advisor I : Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.
Advisor II : Dr. Eng Rony Seto Wibowo , S.T., M.T.

ABSTRACT

Electric Power System is a set of generators and substations connected by Transmission network interconnection. The purpose of the transmission system is to move power from the center of the plant to the load center safely, efficiently, reliably and economically. In the operation of the transmission network cannot be separated from a nuisance. Such interference may damage or affect the channel power flow system. This Final Project discusses the change of voltage profile and operation capability of Kalimantan 500 kV transmission line with N-1 channel contingency analysis with operating pattern of the two largest genes off using ETAP 12.6 software. ie deliberately unleashing a transmission line from the system to evaluate the system. When a contingency occurs it is assumed to be an interruption, thus affecting the change in the value of the bus voltage and overload on the channel. Prevention is necessary when contingency occurs, in order for the system to operate normally. Especially on the 500 kV transmission line interconnection Kalimantan. In the simulation of overload line 75 of 2065.476 A (104.3%) when the Banjarmasin-Balikpapan channel contingency, undervoltage of 93.9%) in the Airport bus, undervoltage (93.5%) on Sandai buses, undervoltage of (93.5%) on the Trisakti bus. Undervoltage can be overcome by the addition of capacitors, so the voltage profile rises. Channel overload can be overcome by load shedding on undervoltage buses. and the addition of new channels. Or the addition of the plant.

Keywords: Kalimantan Power System, Contingency (N-1), Undervoltage, Overload, Load Shedding

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kehadiran Allah SWT yang selalu memberikan rahmat dan hidayah-Nya sehingga Tugas Akhir ini dapat terselesaikan dengan baik. Shalawat serta salam semoga selalu dilimpahkan kepada Rasulullah Muhammad SAW, keluarga, sahabat, dan umat muslim yang senantiasa meneladani beliau.

Selanjutnya penulis ingin mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya sebagai bentuk penghargaan kepada semua pihak yang telah membantu dan memotivasi penulis selama proses pengerjaan tugas akhir, ucapan terimakasih diperuntukan kepada :

1. Kedua orang tua tercinta, Bapak M. Risno dan Ibu Mustikah serta dua adik tersayang Mizanniyah dan Shirotul Hamidah yang selalu memberikan dukungan baik moril maupun materil, memotivasi, menyemangati dan mendo'akan penulis, sehingga proses pengerjaan tugas akhir dapat terlaksana dengan lancar.
2. Bapak Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T dan Bapak Dr. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T. sebagai Dosen Pembimbing yang telah memberikan ilmu pengetahuan, pengarahan dan bimbingan dalam proses menyelesaikan tugas akhir ini.
3. Seluruh Dosen Departemen Teknik Elektro ITS yang telah mendidik dan mengajarkan ilmu pengetahuan kepada penulis selama duduk dibangku kuliah.
4. Teman-teman Departemen Teknik Elektro ITS, khususnya teman dan rekan seperjuangan mahasiswa Lintas Jalur angkatan 2016 bidang studi Teknik Sistem Tenaga.

Semoga kebaikan yang telah diberikan oleh Bapak/Ibu, Saudara/i mendapat balasan dari Allah *subhanahu wata'ala*.

Penulis berharap, semoga karya tugas akhir ini dapat memberikan manfaat bagi siapapun yang membutuhkan khususnya bagi kalangan mahasiswa yang mengambil jurusan Teknik Elektro bidang studi Teknik Sistem Tenaga. Selanjutnya penulis pun menyadari, bahwa tugas akhir ini masih jauh dari kesempurnaan, sehingga koreksi dan masukan dari pembaca sangat diperlukan bagi kemajuan penulis.

Surabaya, **Juni 2018**

Penulis

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

DAFTAR ISI

HALAMAN

HALAMAN JUDUL	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	v
HALAMAN PENGESAHAN	vii
ABSTRAK	ix
<i>ABSTRACT</i>	xi
KATA PENGANTAR	xiii
DAFTAR ISI	xv
DAFTAR GAMBAR	xix
DAFTAR TABEL	xxi
 BAB I PENDAHULUAN	 1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Permasalahan	2
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Tujuan	2
1.5 Metodologi Penelitian	3
1.6 Sistematika Laporan	4
1.7 Relevansi	4
 BAB II DASAR TEORI	 5
2.1 Sistem Tenaga Listrik [2]	5
2.2 Sistem Pembangkitan Tenaga Listrik	5
2.3 Saluran Transmisi [6]	6
2.3.1 Saluran Transmisi pendek [7]	7
2.3.2 Saluran Transmisi Menengah [7]	9
2.3.3 Saluran Transmisi Panjang [7]	11
2.4 Beban [8]	12
2.5 Kestabilan tegangan	13
2.6 Aliran Daya [5]	14
2.7 Kontingensi	16
2.7.1 Kasus Kontingensi [11]	16
2.8 Seleksi Kontingensi [14]	17
2.9 Pelepasan Beban [11]	17
2.10 Perbaikan Faktor Daya ($\cos \phi$) [12]	18
 BAB III PEMODELAN SISTEM KELISTRIKAN KALIMANTAN	 21

3.1	Data Sistem Kelistrikan Kalimantan Tahun 2050.....	21
3.2	Data Saluran Transmisi Kalimantan	22
3.3	Data pembangkit	27
3.4	Beban Pada Sistem Kelistrikan Kalimantan	31
3.5	Metodologi Simulasi	36
BAB IV SIMULASI DAN ANALISIS.....		39
4.1	Sistem Kelistrikan Kalimantan	39
4.1.1	Klasifikasi bus Sistem Kelistrikan Kalimantan 150/500 kV	40
4.2	Simulasi Etap Load Flow kondisi normal	40
4.2.1	Load Flow keadaan awal.....	40
4.2.2	Tegangan bus dan pembebanan bus	41
4.2.3	Data pembebanan saluran transmisi	46
4.3	Kontingensi	53
4.3.2	Pola operasi 2 Generator terbesar off	54
4.3.3	Kontingensi Saluran Sei Raya-Ketapang	55
4.3.4	Kontingensi Saluran Ketapang-Sampit	56
4.3.5	Kontingensi Saluran Sampit-Palangkaraya	57
4.3.6	Kontingensi Saluran Palangkaraya-Banjarmasin	57
4.3.7	Kontingensi Saluran Mantuil/Banjarmasin-Balikpapan	58
4.3.8	Kontingensi Saluran Balikpapan-Samarinda	60
4.3.9	Kontingensi Saluran Samarinda-Bontang	60
4.3.10	Kontingensi Saluran Bontang-Tanjung Redep	60
4.3.11	Kontingensi Saluran Tanjung Redep-Sabah.....	61
4.3.12	Kontingensi Saluran Tanjung Redep-Kayan Hulu	61
4.3.13	Kontingensi Saluran Kayan Hulu-Long Apari	62
4.3.14	Kontingensi Saluran Putussibau-Long Apari	62
4.3.15	Kontingensi Saluran Putussibau-Sei Raya	63
4.4	Seleksi Kontingensi	64
4.5	Analisa Kontingensi.....	64
4.5.1	Overload Saluran.....	65
4.5.2	Undervoltage.....	65
4.6	Solusi Pencegahan Dampak dari Kontingensi	67
4.6.1	Overload.....	67
4.6.2	Undervoltage.....	68
BAB V		71
5.1	Kesimpulan	71
5.2	Saran	71

DAFTAR PUSTAKA72

DAFTAR GAMBAR

HALAMAN

Gambar 2.1 Sistem tenaga listrik	5
Gambar 2.2 Rangkaian pengganti saluran transmisi	6
Gambar 2.3 Rangkaian ekivalen saluran transmisi jarak pendek [13]	8
Gambar 2.4 Rangkaian nominal PI saluran jarak menengah [13]	9
Gambar 2.5 Rangkaian nominal T saluran jarak menengah [13]	10
Gambar 2.6 Rangkaian nominal T saluran transmisi jarak panjang [13]	11
Gambar 2.7 Koreksi faktor daya	18
Gambar 3.1 Sistem Transmisi Kalimantan 500 kV	21
Gambar 3.2 Flow chart Metodologi	36
Gambar 4.1 Gambar Sistem Kelistrikan Kalimantan 500kV	39
Gambar 4.2 Tegangan Bus Kondisi awal	41
Gambar 4.3 Dampak dua generator terbesar off terhadap sistem	54
Gambar 4.4 Hasil Kontingensi Sei Raya-Ketapang	56
Gambar 4.5 Hasil Kontingensi Ketapang-Sampit	56
Gambar 4.6 Hasil Kontingensi Sampit-Palangkaraya	57
Gambar 4.7 Hasil Kontingensi Palangkaraya-Banjarmasin	58
Gambar 4.8 Hasil Kontingensi Banjarmasin-Balikpapan	60
Gambar 4.9 Hasil Kontingensi Tanjung Redep-Sabah	61
Gambar 4.10 Hasil Kontingensi Tanjung Redep-Kayan Hulu	62
Gambar 4.11 Hasil Kontingensi Putussibau-Long Apari	62
Gambar 4.12 Hasil Kontingensi Putussibau-Sei Raya	63
Gambar 4.13 Perbandingan tegangan kondisi kontingensi dan Setelah <i>load shedding</i>	69

DAFTAR TABEL

HALAMAN

Tabel 2.1 Standar Kestabilan Tegangan (IEEE 1159-2009)	14
Tabel 3.1 Data Saluran Kalimantan 500 kV Tahun 2026-2050	22
Tabel 3.2 Data Saluran Kalimantan Barat 150 kV Tahun 2026-2050.....	22
Tabel 3.3 Data Saluran KalSelTeng Tahun 2023-2026.....	23
Tabel 3.4 Data Saluran KalTimRa Tahun 2023-2050.....	25
Tabel 3.5 Data kapasitas pembangkit Kalimantan Barat tahun 2050.....	27
Tabel 3.6 Data pembangkit Kalselteng Tengah tahun 2050.....	28
Tabel 3.7 Data kapasitas pembangkit KalTimra tahun 2050	29
Tabel 3.8 Data Beban Tahun 2050.....	31
Tabel 4.1 <i>Summary of Total Generation and Demand</i>	40
Tabel 4.2 Hasil load flow awal untuk Transmisi 500 KV	41
Tabel 4.3 Load flow awal untuk area Kalbar	42
Tabel 4.4 Load flow awal untuk area Kalselteng	43
Tabel 4.5 Hasil load flow awal untuk area Kaltimra.....	44
Tabel 4.6 Data Pembebanan Saluran Transmisi Kalbar	46
Tabel 4.7 Data Pembebanan Saluran Transmisi Kalselteng	48
Tabel 4.8 Data Pembebanan Saluran Transmisi Kaltim.....	50
Tabel 4.9 Dampak dua generator terbesar off terhadap sistem	54
Tabel 4.10 Daftar Saluran yang di kontingensi N-1	55
Tabel 4.11 Dampak Kontingensi Saluran Sei Raya-Ketapang.....	55
Tabel 4.12 Dampak Kontingensi Saluran Ketapang-Sampit.....	56
Tabel 4.13 Dampak Kontingensi Saluran Sampit-Palangkaraya	57
Tabel 4.14 Dampak Kontingensi Saluran Palangkaraya-Banjarmasin...	57
Tabel 4.15 Dampak Kontingensi Saluran Banjarmasin-Balikpapan	58
Tabel 4.16 Dampak Kontingensi Saluran Banjarmasin-Balikpapan	59
Tabel 4.17 Dampak Kontingensi Saluran Tanjung Redep-Sabah	61
Tabel 4.18 Dampak Kontingensi Saluran Tanjung Redep-Kayan Hulu	61
Tabel 4.19 Dampak Kontingensi Saluran Putussibau-Long Apari.....	62
Tabel 4.20 Dampak Kontingensi Saluran Putussibau-Sei Raya.....	63
Tabel 4.21 Daftar urutan seleksi kontingensi.	64
Tabel 4.22 Overload Saluran Banjarmasin-Balikpapan	65
Tabel 4.23 Tegangan saat kontingensi Banjarmasin-Balikpapan.....	65
Tabel 4.24 Besarnya beban Load Shedding	67
Tabel 4.25 Hasil setelah load shedding	68
Tabel 4.26 Besarnya beban bus saat terjadi kontingensi.....	68

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pertumbuhan kelistrikan Indonesia setiap tahun semakin berkembang sejalan dengan peningkatan pertumbuhan ekonomi nasional. Prasarana fisik dan non-fisik yang tersedia di wilayah Kalimantan belum merata, sehingga kebutuhan listrik di wilayah Kalimantan ada yang tinggi dan rendah. Banyaknya industri pertambangan di Kalimantan Selatan menyebabkan tingkat kebutuhan listriknya paling tinggi dan diasumsikan industri pertambangan tersebut akan berkembang, sehingga pertumbuhan kebutuhan listrik Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah selama kurun waktu 17 tahun (2003-2020) diasumsikan tumbuh sebesar 7,84% per tahun. Demikian pula untuk wilayah Kalimantan Timur dan Kalimantan Barat bukan hanya industri yang diharapkan berkembang, tetapi adanya rencana Pemerintah untuk meningkatkan rasio elektrifikasi menyebabkan dikedua wilayah tersebut kebutuhan listrik juga meningkat masing-masing sebesar 7,96% dan 7,66% per tahun [1]. Sistem Tenaga Listrik yaitu sekumpulan pembangkit dan Gardu Induk yang terhubung oleh jaringan Transmisi yang interkoneksi. Tujuan dari sistem transmisi adalah memindahkan daya listrik dari pusat pembangkit ke pusat beban secara aman, efisien, handal dan ekonomis. Oleh karena itu saluran transmisi memiliki peran yang sangat penting dalam sistem tenaga listrik. Dalam pengoperasian jaringan transmisi tidak lepas dari suatu gangguan, adapun jenis gangguan pada transmisi dapat bersifat permanen atau sementara. Gangguan tersebut dapat merusak atau mempengaruhi sistem aliran daya pada saluran. Hal tersebut akan menyebabkan kerugian finansial [2]. Pada perancangan sistem interkoneksi kelistrikan Kalimantan perlu dibuat perencanaan keandalan operasi sistem yang dilakukan dalam bentuk studi kasus untuk dibuat rencana operasi. untuk memprediksi masalah yang potensial apabila elemen terpilih dari sistem tenaga dikeluarkan (*out of service*). Analisis kontingensi adalah studi pelepasan elemen jaringan yang disebabkan kegagalan pelepasan saluran transmisi atau generator. Dengan melakukan analisis kontingensi dapat mengetahui karakteristik perubahan aliran daya akibat pembangkit atau transmisi yang mengalami gangguan pada sistem tenaga listrik. Hasilnya menimbulkan perubahan terhadap aliran daya dan tegangan bus pada sistem[3].

1.2 Permasalahan

Permasalahan yang dibahas dalam tugas akhir ini adalah:

1. Bagaimana memodelkan sistem kelistrikan Kalimantan dengan software ETAP
2. Menganalisis pengaruh dari kontingensi saluran terhadap sistem kelistrikan Kalimantan 500 kV tahun 2050
3. Merencanakan standar operasi pelepasan beban dan penambahan kompensasi pada saluran saluran transmisi agar sistem kelistrikan kembali stabil dan bekerja dengan handal

1.3 Batasan Masalah

Dalam melakukan analisis kontingensi terhadap sistem kelistrikan Kalimantan 500 kV dibatasi diantaranya:

1. Permodelan sistem kelistrikan Kalimantan menggunakan software ETAP
2. Simulasi analisis kontingensi pada sistem kelistrikan Kalimantan dilakukan dalam keadaan tunak (*steady state*).
3. Pengaruh kasus kontingensi dengan pola operasi 2 pembangkit off terhadap aliran daya dan tegangan pada tiap-tiap bus.

1.4 Tujuan

Tujuan yang diharapkan dari tugas akhir ini adalah:

1. Tujuan dari tugas akhir ini yaitu dapat mengetahui pengaruh kontingensi saluran terhadap sistem kelistrikan Kalimantan 500 kV Tahun 2050
2. Mengetahui pengaruh perubahan nilai arus, tegangan dan daya pada masing-masing bus dan saluran akibat dari kontingensi terhadap sistem interkoneksi Kalimantan.
3. Mengetahui standar operasi pelepasan beban dan penambahan kompensasi pada saluran saluran transmisi agar sistem kelistrikan kembali stabil dan bekerja dengan handal

1.5 Metodologi Penelitian

Metodologi yang dilakukan pada tugas akhir ini adalah :

1. Studi Literatur

Study literatur dilakukan dengan mempelajari informasi-informasi yang berkaitan dengan topik tugas akhir yang bersumber dari paper dan buku tugas akhir sebelumnya. Materi yang dipelajari yaitu :

- *Load Flow analysis*
- Analisis kontingensi
- *Load Shedding*

2. Pengumpulan Data

Pada tahapan awal mengumpulkan data-data sistem. Meliputi data saluran, data beban, dan generator untuk sistem kelistrikan kalimantan

3. Pemodelan sistem dan simulasi

Dalam tugas akhir ini dilakukan pemodelan sistem kelistrikan Kalimantan menggunakan *software ETAP* Selanjutnya dilakukan simulasi aliran daya dan kontingensi.

4. Analisis Kontingensi

Setelah melakukan simulasi kontingensi maka dilakukan proses menganalisa untuk mengetahui dampak kontingensi terhadap karakteristik tegangan dan arus pada sistem kelistrikan Kalimantan

5. Kesimpulan dan Penulisan Buku Laporan

Dari hasil analisa kontingensi yang telah disimulasikan, selanjutnya penulis dapat mengambil kesimpulan dan solusi perbaikan sistem untuk mengatasi permasalahan tersebut.

1.6 Sistematika Laporan

Pembahasan tugas akhir ini dibagi menjadi lima bab dengan sistematika sebagai berikut:

Bab I Pendahuluan

Pada bab pendahuluan, berisi tentang latar belakang, permasalahan dan batasannya, tujuan, metodologi, sistematika laporan dalam melakukan analisis dan menyusun laporan mengenai tugas akhir ini, dan juga relevansi yang ditujukan guna referensi dan pembelajaran sesuai dengan materi yang dibahas.

Bab II Dasar Teori

Bab ini menjelaskan secara umum teori mengenai sistem kelistrikan, saluran transmisi, aliran daya, perbaikan tegangan, kontingensi dan pelepasan beban.

Bab III Pemodelan Sistem Kelistrikan Kalimantan 500 kV

Pada bab ini dijelaskan tentang pemodelan sistem dengan menggunakan *ETAP*, data-data kelistrikan yang terdiri dari data pembangkitan, data saluran dan data beban, serta hal-hal yang berkaitan dengan sistem kelistrikan Kalimantan 150/500 kV. Bab ini juga menjelaskan metodologi simulasi yang dilakukan.

Bab IV Simulasi dan Analisis

Berisi tentang hasil analisis pengaruh kontingensi saluran terhadap sistem transmisi kalimantan 500 kV tahun 2050

Bab V Penutup

Pada bab ini berisikan kesimpulan dan saran yang diperoleh dari hasil seluruh rangkaian studi kasus yang telah dilakukan.

1.7 Relevansi

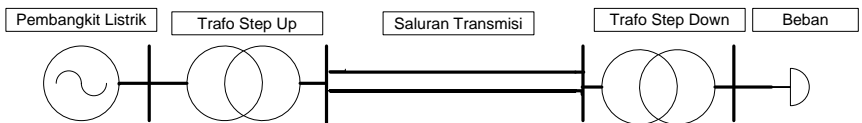
Hasil dari Tugas Akhir ini dapat dijadikan bahan pertimbangan dalam perencanaan sistem kelistrikan Kalimantan dan untuk penelitian berikutnya.

BAB II DASAR TEORI

2.1 Sistem Tenaga Listrik [2]

Sistem Tenaga Listrik yaitu sekumpulan pembangkit dan Gardu Induk yang terhubung oleh jaringan Transmisi yang interkoneksi. Tujuan dari sistem transmisi adalah memindahkan daya listrik dari pusat pembangkit ke pusat beban secara aman, efisien, handal dan ekonomis.

Secara garis besar sistem tenaga listrik dapat digambarkan dengan skema dibawah ini.



Gambar 2.1 Sistem tenaga listrik

Komponen utama dalam sistem tenaga listrik yaitu sebagai berikut:

1. Pembangkit listrik
2. Transmisi tenaga listrik
3. Distribusi tenaga listrik
4. Beban listrik

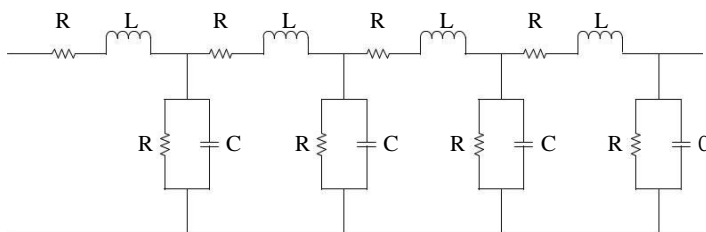
2.2 Sistem Pembangkitan Tenaga Listrik

Pembangkit tenaga listrik merupakan penghasil energi listrik, yang dihasilkan oleh generator-generator yang diputar oleh turbin sebagai penggerak mula (*prime mover*) [4]. Tenaga yang digunakan untuk menggerakkan turbin ini berasal dari berbagai macam sumber energi, dapat berasal dari uap panas, gas uap, air, dari angin, cahaya matahari dan sebagainya. Secara umum, pembangkit tenaga listrik ada yang menggunakan energi terbarukan dan menggunakan energi fosil sebagai penghasil penggerak utamanya. Besar tegangan yang dihasilkan oleh generator dinaikan menjadi 150 kV melalui *transformator step up* yang

berada di Gardu Induk kemudian disalurkan melalui jaringan transmisi menuju ke pusat-pusat beban. Pada sistem transmisi interkoneksi, pembangkit yang masuk kedalam sistem lebih dari satu generator sehingga dalam memenuhi permintaan beban perlu adanya pengaturan berapa daya yang harus dibangkitkan oleh masing-masing generator [5].

2.3 Saluran Transmisi [6]

Sistem transmisi adalah bagian dari sistem tenaga listrik yang berfungsi untuk mentransfer energi listrik dari pembangkit menuju pusat-pusat beban. Saluran transmisi yang saling terinterkoneksi satu dengan lainnya bukan hanya untuk keperluan penyaluran daya listrik dalam suatu regional, tetapi juga untuk keperluan transfer daya antara regional dalam kondisi darurat. Sebagian besar, saluran transmisi tenaga listrik di Indonesia dibangun dengan tipe saluran transmisi udara dengan variasi tegangan mulai dari 70 kV, 150 kV sering disebut SUTT (Saluran Udara Tegangan Tinggi) dan 500 kV sering disebut SUTET (Saluran Udara Tegangan Extra Tinggi). Saluran transmisi di Indonesia sebagian besar juga terhubung interkoneksi untuk transmisi dalam suatu pulau. Secara umum saluran transmisi tenaga listrik dapat dimodelkan sebagaimana yang ditunjukkan oleh gambar 2.2 berikut.



Gambar 2.2 Rangkaian pengganti saluran transmisi

Semua saluran transmisi dalam suatu sistem tenaga merepresentasikan sifat kelistrikan seperti resistansi, induktansi, kapasitansi dan konduktansi. Induktansi dan kapasitansi memiliki pengaruh medan magnet dan medan listrik disekitar konduktor. Parameter-parameter ini sangat penting untuk pengembangan model saluran transmisi yang digunakan dalam analisa sistem tenaga.

Besar kecilnya parameter-parameter tersebut sangat dipengaruhi oleh beberapa faktor antaralain, jenis konduktor yang digunakan, jenis konfigurasi yang bangun, temperatur sekitar dan jarak saluran. Dalam saluran transmisi juga dijumpai fenomena-fenomena kelistrikan seperti rugi daya, rugi tegangan, *under voltage* dan *over voltage*, yang kesemuanya sangat dipengaruhi oleh parameter-parameter sebagaimana yang disebutkan diatas.

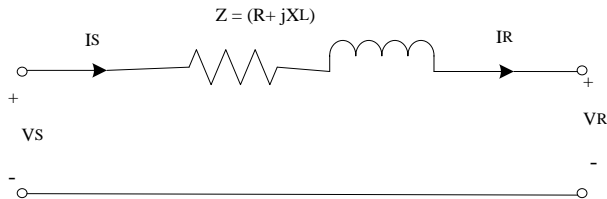
Saluran transmisi seperti yang terlihat pada gambar 2.2 merupakan model dengan pendekatan parameter per fase. Tegangan terminal dinyatakan sebagai tegangan *line to netral* dan arus dinyatakan sebagai arus per fase. Pemodelan saluran transmisi digunakan untuk memudahkan dalam melakukan perhitungan tegangan, arus dan aliran daya yang akan bergantung pada panjang saluran. Berdasarkan analisis pendekatan, pemodelan saluran transmisi yang paling akurat adalah yang memperhitungkan seluruh parameter yang ada.

Panjang saluran transmisi akan berpengaruh terhadap nilai parameter dari saluran transmisi yang mempengaruhi terhadap tegangan bus dan daya yang mengalir pada saluran. Dari gambar 2.2 menjelaskan parameter-parameter saluran antara lain tahanan (*resistansi*), reaktansi, kapasitansi, dan konduktansi yang tersebar. Sehingga dalam pemodelan saluran transmisi kedalam rangkaian simulasinya tergantung dari panjang saluran dan tingkat ketelitian. Berdasarkan panjangnya, saluran transmisi dibagi menjadi tiga, yaitu:

1. Saluran trasnmisi pendek (*Short line*)
2. Saluran trasnmisi menengah (*Medium line*)
3. Saluran trasnmisi panjang (*Long line*)

2.3.1 Saluran Transmisi pendek [7]

Pada saluran transmisi pendek (*short line*) yaitu yang panjangnya <80 km (di bawah 50 mil). Pada saluran model ini besar kapasitansi ke tanah sangat kecil, dengan demikian besar arus bocor ke tanah kecil terhadap arus beban, maka dalam hal ini kapasitansi ke tanah dapat diabaikan. Rangkain ekivalen salutan transmisi jarak pendek dapat dilihat pada gambar 2.3.



Gambar 2.3 Rangkaian ekivalen saluran transmisi jarak pendek [13]

Keterangan gambar:

V_S = tegangan ujung kirim atau ujung generator.

I_S = arus ujung kirim atau ujung generator.

V_R = tegangan ujung terima atau ujung beban.

I_R = arus ujung terima atau ujung beban.

$Z = (R + jX_L)$ = impedansi saluran.

Rangkaian diatas dapat diselesaikan seperti halnya rangkaian AC seri sederhana yang dimodelkan dengan nilai R dan L . Karena tidak terdapat cabang parallel (shunt), arus pada ujung pengirim (I_S) sama dengan arus ujung penerima (I_R).

$$I_S = I_R \quad (2.1)$$

Tegangan pada ujung pengirim yaitu:

$$V_S = V_R + I_R \cdot Z \quad (2.2)$$

Perubahan faktor daya beban terhadap regulasi tegangan (*voltage regulation*) saluran paling mudah dimengerti pada saluran jarak pendek. Regulasi tegangan pada saluran transmisi adalah kenaikan tegangan pada ujung penerima yang ditemukan dalam presentase tegangan beban penuh jika beban penuh dengan faktor daya tertentu dilepaskan sedangkan pada ujung pengirim dibuat tetap. Persamaan regulasi tegangan adalah:

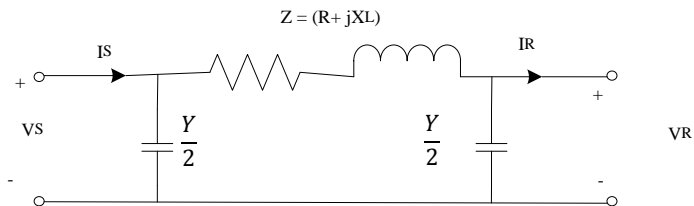
$$VR\% = \frac{|V_R \cdot NL + V_R \cdot FL|}{|V_R \cdot FL|} \times 100\% \quad (2.3)$$

2.3.2 Saluran Transmisi Menengah [7]

Pada saluran transmisi menengah adalah saluran transmisi yang memiliki panjang saluran antara 80 km (50 mile) sampai dengan 250 km (150 mile). Nilai kapasitansi pada saluran menengah relatif cukup besar, sehingga tidak dapat diabaikan dalam perhitungan. Sehingga seluruh admitansi shunt saluran terpusat pada cabang shunt, dimana pada saluran transmisi menengah dibedakan menjadi dua model, yaitu:

1. Saluran transmisi menengah nominal T yaitu saluran transmisi dengan kapasitansi dipusatkan pada satu titik dan impedansi serinya terbagi dua pada kedua cabang serinya.
2. Saluran transmisi menengah nominal PI (π) yaitu saluran transmisi dengan kapasitansi dipusatkan pada dua titik dan impedansi serinya dipusatkan satu titik pada cabang serinya.

Untuk saluran model nominal PI (π) keseluruhan admintansi shunt saluran dibagi dua sama besar dan ditempatkan masing-masing pada ujung penerima, sehingga dinamakan rangkaian berbentuk nominal PI. Untuk mendapatkan suatu rumus untuk V_R kita akan berpedoman pada gambar 2.4 di bawah ini.



Gambar 2.4 Rangkaian nominal PI saluran jarak menengah [13]

Arus pada kapasitansi pada ujung penerima adalah $V_R Y/2$ dan arus pada cabang seri adalah $I_R + V_R Y/2$. Maka diperoleh persamaan:

$$V_S = \left(1 + \frac{1}{2} YZ\right) V_R + I_R Z \quad (2.4)$$

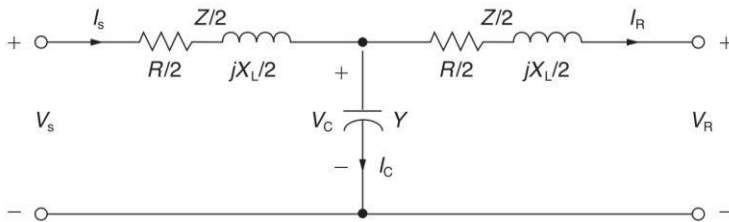
Arus pada kapasitansi shunt pada ujung pengirim adalah $V_S Y/2$ dan arus pada cabang seri adalah $I_R + V_R Y/2$. Sehingga jika ditambahkan arus pada ujung seri diperoleh arus I_S sebesar:

$$I_S = V_S \frac{Y}{2} + V_R \frac{Y}{2} + I_R \quad (2.5)$$

Dari persamaan 2.4 dan 2.5 kita dapatkan:

$$I_S = Y(1 + \frac{1}{4}YZ) V_R + (1 + \frac{1}{2}YZ)I_R \quad (2.6)$$

Persamaan untuk rangkaian yang sesuai dapat diturunkan untuk rangkaian T nominal, gambar 2.6 menunjukkan rangkain pengganti untuk dari saluran tipe T nominal.



Gambar 2.5 Rangkaian nominal T saluran jarak menengah [13]

$$V_S = Z(1 \times \frac{1}{2}YZ) V_R + (1 \times \frac{1}{2}YZ)I_R \quad (2.7)$$

$$I_S = YV_R + (1 \times \frac{1}{2}YZ)I_R \quad (2.8)$$

Dari persamaan-persamaan yang didapatkan maka dapat ditemukan dalam bentuk konstanta pengganti dari rangkain umum saluran transmisi. Konstanta ABCD sering disebut konstanta rangkain umum saluran transmisi tersebut. Pada umumnya konstanta berupa bilangan kompleks. A dan D adalah tanpa dimensi dan keduanya akan sama bila salurannya dilihat dari kedua ujung yang sama. Dimensi untuk dan C masing-masing adalah ohm dan mho. Konstanta tersebut berlaku untuk jaringan empat terminal-linear, pasif, dan bilateral yang mempunyai dua pasang terminal. Maka didapatkan:

$$V_S = A V_R + B I_R \quad (2.9)$$

$$I_S = C V_R + D I_R \quad (2.10)$$

Dimana, untuk rangkaian PI

$$A = D = 1 + \frac{1}{2} YZ$$

$$B = Z$$

$$C = Y (1 + \frac{1}{4} YZ)$$

Sedangkan untuk rangkaian T

$$A = D = 1 + \frac{1}{2} YZ$$

$$B = Z (1 + \frac{1}{4} YZ)$$

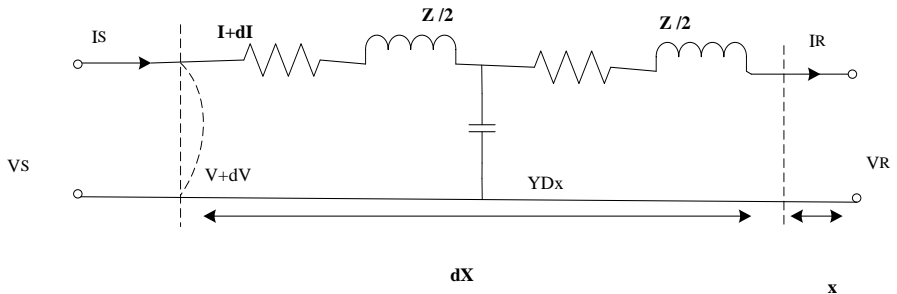
$$C = Y$$

2.3.3 Saluran Transmisi Panjang [7]

Pada saluran transmisi panjang adalah saluran transmisi yang memiliki panjang lebih dari 250 km (150 mile). Rangkaian T-Nominal dan Pi-Nominal tidak dapat menjelaskan saluran transmisi panjang dengan tepat. Perbedaan kedua rangkaian ekivalen tersebut dengan saluran transmisi yang sebenarnya menjadi sangat besar. Tetapi masih mungkin untuk mendapatkan rangkaian ekivalen dari saluran transmisi panjang dengan merepresentasikannya secara tepat dengan jaringan parameter terpusat, asal pengukuran-pengukuran hasilnya dilakukan pada ujung-ujung saluran. Karakteristik urutan positif ditentukan dengan konstanta ABCD yang didefinisikan dengan persamaan:

$$V_S = AV_R + BI_R$$

$$I_S = CV_R + DI_R$$



Gambar 2.6 Rangkaian nominal T saluran transmisi jarak panjang [13]

Dimana V_S dan V_R adalah tegangan ke netral, I_S dan I_R adalah arus saluran. Koefisien dari saluran transmisi ini merupakan hasil pemecahan secara hiperbolis kedalam konstanta karakter distribusi.

$$\begin{aligned} A &= \cos(YZ)^{-2} \\ &= \left(1 + \frac{YZ}{2!} + \frac{Y^2 Z^2}{4!} + \frac{Y^3 Z^3}{6!} + \dots \right) \end{aligned} \quad (2.11)$$

$$\begin{aligned} B &= \sqrt{Z/Y} \sin \sqrt{ZY} \\ &= \left(1 + \frac{YZ}{6} + \frac{Y^2 Z^2}{120} + \frac{Y^3 Z^3}{5040} + \dots \right) \end{aligned} \quad (2.12)$$

$$\begin{aligned} C &= \sqrt{Z/Y} \sin \sqrt{ZY} \\ &= \left(1 + \frac{YZ}{6} + \frac{Y^2 Z^2}{120} + \frac{Y^3 Z^3}{5040} + \dots \right) \end{aligned} \quad (2.13)$$

$$D = A$$

Dimana:

$Z = R + jX$ = impedansi total saluran = $(r + jX)l$

$Y = G + jB$ = suseptansi total saluran = $(g + jb)l$

G = konduktansi dalam mho per unit dari panjang saluran
(umumnya diabaikan)

B = suseptansi kapasitif dalam mho per unit dari panjang saluran L
= panjang saluran

2.4 Beban [8]

Beban listrik merupakan peralatan listrik yang terletak di konsumen yang memanfaatkan energi listrik dari sistem tersebut. Dalam sistem tenaga listrik beban dapat diklasifikasikan menjadi tiga (3) macam yaitu:

1. Beban resistif
2. Beban kapasitif
3. Beban induktif

Dalam menganalisa suatu sistem tenaga listrik, beban tidak diberikan secara lengkap, untuk merepresentasikan suatu beban dari suatu sistem tenaga listrik ($P + jQ$), sangat penting untuk mengetahui variasi daya aktif (P) dan daya reaktif (Q) terhadap variasi teganganya.

2.5 Kestabilan tegangan

Kestabilan tegangan adalah kemampuan dari sistem tenaga listrik untuk mempertahankan kestabilan level tegangan pada batas yang diizinkan di semua bus apabila terjadi gangguan [9]. Sebuah sistem dapat dikatakan stabil apabila mampu menjaga naik turun level tegangan pada batas yang sesuai standar dalam jangka waktu yang diizinkan saat terjadi keadaan tidak seimbang. Sebaliknya sistem tidak stabil apabila tidak dapat mengembalikan keadaan semula apabila terjadi gangguan. Salah satu penyebab ketidakstabilan adalah ketidaksinkronan antara kebutuhan beban dan pembangkitan. Biasanya gangguan yang terjadi adalah lepasnya beban yang signifikan atau lepasnya generator sehingga tegangan menjadi berosilasi tidak stabil.

Kestabilan berdasarkan gangguan yang terjadi dapat dikategorikan menjadi dua yaitu kestabilan tegangan akibat gangguan besar dan kestabilan tegangan akibat gangguan kecil. Gangguan besar yang terjadi adalah hilangnya supply dari generator (*generator outage*), perubahan beban yang besar dan *short circuit*. Sedangkan gangguan kecil yaitu perubahan beban dengan kapasitas yang kecil.

Kestabilan berdasarkan lama gangguan dapat dibedakan menjadi gangguan jangka pendek dan jangka panjang. Gangguan kestabilan jangka pendek mengakibatkan *voltage dip* dan *voltage swell*. Sedangkan gangguan kestabilan jangka panjang dapat mengakibatkan *undervoltage* dan *over voltage*. Penjelasan lebih lanjut dapat dilihat pada tabel berikut [10]:

Tabel 2.1 Standar Kestabilan Tegangan (IEEE 1159-2009)

No	Kategori	Durasi	Besar Tegangan
	Tegangan RMS Durasi Pendek		
1	Instantaneous		
	Dip (sags)	0.5-30cycles	0.1-0.9 pu
	Swell	0.5-30cycles	1.1-1.8 pu
2	Momentary		
	Interruption	0.5 cycles-3s	<0.1 pu
	Dip (sags)	30 cycles-3s	0.1-0.9 pu
	Swell	31 cycles-3s	1.1-1.4 pu
3	Temporary		
	Interruption	> 3s-1 min	<0.1 pu
	Dip (sags)	> 3s-1 min	0.1-0.9 pu
	Swell	> 3s-1 min	1.1-1.2 pu
B	Tegangan RMS Durasi Panjang		
	Interruption	> 1 min	0.0 pu
	Undervoltage	> 1 min	0.8-0.9 pu
	Overvoltage	> 1 min	1.1-1.2 pu

Standar deviasi tegangan oleh PLN yang digunakan dalam kondisi normal atau stabil untuk tegangan nominal:

- 500 kV ; +5%,-5%
- 150 kV ; +5%,-10%
- 70 kV ; +5%,-10%
- 20 kV ; +5%,-10%

2.6 Aliran Daya [5]

Analisa aliran daya pada sistem tenaga listrik merupakan Analisa penting yang harus dilakukan yang akan membantu dalam melaksanakan kegiatan operasi sistem dan juga sebagai pertimbangan dalam perencanaan sistem tenaga listrik. Dalam analisa aliran daya sistem tenaga ada dua parameter yang menjadi tujuan analisa yaitu untuk mengetahui tegangan pada setiap bus dan untuk mengetahui aliran daya pada setiap saluran transmisi. Dengan mengetahui parameter tersebut, maka besaran-besaran listrik seperti daya aktif P, daya reaktif Q, daya semu S, arus saluran,

tegangan bus dan sudut fase juga bisa dihitung. Adapun tujuan dilakukannya analisa aliran daya terhadap sistem tenaga listrik diantaranya adalah

1. Untuk mengetahui besaran dan sudut tegangan disetiap bus.
2. Untuk mengevaluasi kemampuan semua peralatan yang terpasang pada sistem apakah masih dalam batasan kemampuan peralatan untuk menyalurkan daya yang diinginkan.
3. Sebagai langkah awal untuk melakukan studi-studi analisa sistem tenaga selanjutnya, seperti studi hubung singkat, studi transiet, studi koordinasi proteksi dan studi kestabilan sistem.

Setiap bus dalam analisa sistem tenaga dikelompokkan menjadi tiga tipe yaitu:

1. Bus Slack atau Swing

Bus ini terhubung dengan generator dan magnitud dan sudut tegangan generator diketahui dan tetap. Sedangkan nilai P dan Q dari generator dihitung.

2. Bus Generator atau PV

Bus ini terhubung dengan generator dan nilai daya aktif P dan magnitud tegangan generator diketahui dan tetap. Sedangkan nilai daya reaktif Q dan sudut tegangan dihitung.

3. Bus Load atau PQ

Bus ini terhubung dengan beban dan nilai daya aktif P dan daya reaktif Q dari beban diketahui dan tetap. Sedangkan magnitud dan sudut tegangan beban dihitung.

Salah satu metode dalam melakukan perhitungan aliran daya adalah dengan metode Newton-Raphson. Metode ini merupakan salah satu metode yang digunakan untuk menghitung aliran daya yang terjadi dalam sistem tenaga listrik. Penggunaan metode ini memiliki kelebihan yaitu dinilai lebih efisien dan lebih praktis, khususnya untuk solusi aliran daya sistem tenaga listrik dalam skala besar dengan Jumlah iterasi yang diperlukan sedikit dalam memecahkan masalah berdasarkan ukuran sistem. Metode Newton-Raphson diformulasikan dalam persamaan sebagai berikut:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Keterangan :

ΔP dan ΔQ merupakan perbandingan antara vektor daya nyata dan daya reaktif dengan nilai nyata dan nilai perhitungan. $\Delta \delta$ dan ΔV merupakan sudut fasa dan nilai tegangan bus. Untuk J_1, J_2, J_3 , dan J_4 merupakan matriks *Jacobian*.

2.7 Kontingensi

kontingensi (*Contingency*) adalah suatu kejadian kegagalan atau terputusnya satu atau lebih elemen (generator atau transmisi) dalam menyalurkan daya ke beban untuk didapatkan keandalanya. akibatnya adalah efek yang ditimbulkan setelah kontingensi terhadap aliran daya dan tegangan bus pada sistem. Penyebab terjadi kontingensi saluran transmisi seperti arus hubung singkat, gangguan petir dan beban berlebih pada saluran transmisi [11].

2.7.1 Kasus Kontingensi [11]

Setiap kasus kontingensi harus berisi kombinasi dari elemen, termasuk:

- a. Branch outages
- b. Switching reactor atau capacitor
- c. Outages untuk pembangkit
- d. Outages elemen beban
- e. Perubahan peralatan switch (keluar atau masuk)

Setiap kasus dapat berisi satu sampai dengan lima elemen outage yang ditentukan. Tingkat prioritas yang akan distudi selama setiap eksekusi dari KA harus dapat ditandai oleh pengguna.

Dalam kejadian outages unit pembangkit atau outages yang menyebabkan kehilangan beban, perubahan dalam pembangkitan/beban harus diberitahukan kepada semua unit pembangkit yang masih beroperasi didalam island kelistrikan yang berpengaruh solusi lengkap harus dapat dibuat dengan hasil berupa perubahan dalam topologi jaringan (seperti pembentukan bus sistem baru) atau hasil berupa satu group bus diisolasi dari sistem yang masih beroperasi tersebut.

2.8 Seleksi Kontingensi [14]

Untuk melakukan pengelompokan saluran maka diperlukan suatu parameter yang dapat dipakai untuk menghitung seberapa parah pengaruh saluran tersebut pada sistem, Performasi index (IP) dapat memenuhi kebutuhan ini. Definisi performasi index (IP) adalah sebagai berikut :

$$IP = \frac{P}{P_{max}} \quad (2.15)$$

Penjelasan rumus diatas :

IP : Performasi Index

P : Daya yang mengalir pada saluran

P_{max} : Kapasitas maximum saluran

Bila nilai IP lebih dari 1 maka nilai ini dikatakan overload dan bila dibawah 1 maka saluran tersebut baik-baik saja, semakin besar nilai P1 semakin jelek kondisi sistem.

2.9 Pelepasan Beban [11]

Pelepasan Beban (*Load Shedding*) adalah pelepasan/pemutusan beban yang terjadi secara otomatis atau pun manual untuk pengamanan operasi jaringan transmisi dari kemungkinan terjadinya *overload* saluran transmisi, penurunan frekuensi hingga padam total (*black out*). Penurunan frekuensi biasanya dikarenakan oleh kondisi kelistrikan yang memburuk.

Suatu sistem kelistrikan dikatakan kondisinya memburuk saat pembangkit dari sistem tersebut dibebani melebihi kapasitas daya yang dimiliki. Misalnya disebabkan oleh pelepasan generator, sehingga prime over yang terhubung generator akan mulai melambat karena memikul beban yang melebihi kapasitas tersebut. Saat suplai tidak mampu memenuhi permintaan beban yang tinggi, frekuensi akan turun. Jika penurunan frekuensi tersebut tidak dapat diatasi dapat membahayakan generator. Maka untuk menghindarkan sistem menjadi collapsed akibat penurunan frekuensi tersebut perlu dilakukan pelepasan beban.

Standar yang digunakan untuk pelepasan beban ini menggunakan sebuah persamaan yaitu :

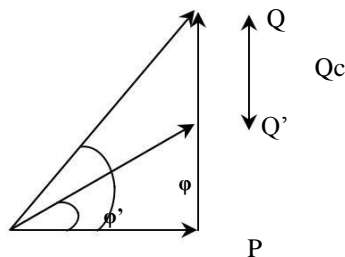
$$LS = \sqrt{3} \times (I \text{ saluran} - (85\% \times KHA \text{ saluran})) \times \text{rated KV} \quad (2.16)$$

Pelepasan beban dilakukan dengan cara mensensing frekuensi, arus, tegangan dan daya pada saluran serta melihat kondisi cadangan berputar.

2.10 Perbaikan Faktor Daya ($\cos \phi$)[12]

Faktor daya merupakan faktor penentu antara hubungan daya aktif dan daya semu. Bahwa daya semu (S) akan bernilai lebih besar dari daya aktif (P) apabila faktor daya kurang dari 1. Faktor daya memiliki nilai antara 0 – 1, bersifat *lagging* apabila induktif dan bersifat *leading* apabila kapasitif. Semakin mendekati nilai 1, maka faktor daya menjadi semakin bagus begitupun sebaliknya. Sebagian besar beban tenaga listrik yang terhubung ke sistem merupakan beban bersifat induktif, artinya faktor daya bersifat *lagging*. Untuk daya aktif yang sama dengan nilai faktor daya semakin kecil akibat beban induktif yang besar, maka arus yang disuplai ke beban menjadi besar. Bagi perusahaan penyedia tenaga listrik, penambahan suplai arus ke beban harus diikuti dengan penambahan biaya produksi listrik sedangkan nilai jual yang dihitung tetap (kWh).

Sebagai solusinya, perusahaan penyedia tenaga listrik menghimbau kepada konsumen yang menggunakan beban induktif besar untuk dapat memperbaiki faktor daya sehingga mampu mempertahankan faktor daya pada nilai yang diijinkan. Solusi ini berangkat dari persamaan segitiga daya sebagaimana dibahas sebelumnya, yaitu dengan memberikan daya reaktif kapasitif (Q_c) yang akan melawan daya reaktif induktif (Q_L), sehingga daya reaktif menjadi berkurang.



Gambar 2.7 Koreksi faktor daya

Apabila faktor daya dengan sudut ϕ ingin diperbaiki menjadi faktor daya dengan sudut ϕ' maka dapat ditentukan berapa daya reaktif kapasitif yang harus diberikan. Berikut perhitungannya.

$$Q = P \tan \phi \text{ (lama)} \quad (2.17)$$

$$Q' = P \tan \phi' \text{ (baru)} \quad (2.18)$$

Dimana daya reaktif kapasitif (Q_c) yang harus diberikan adalah

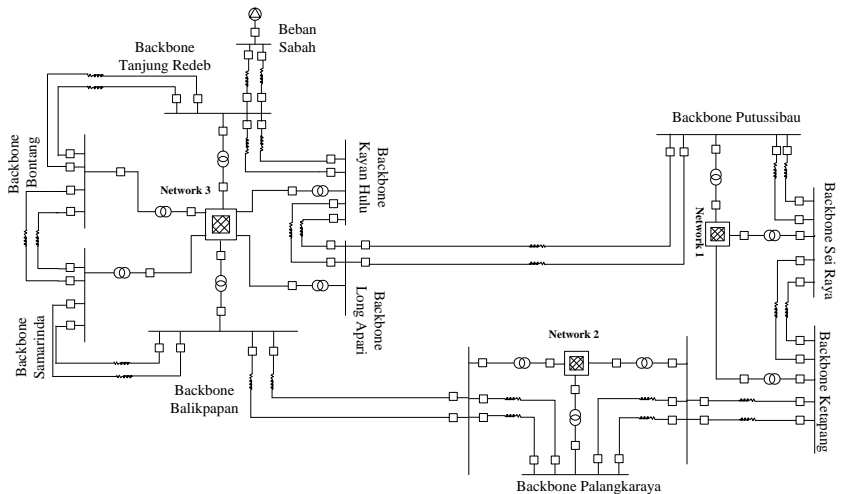
$$\begin{aligned} Q_c &= Q - Q' \\ &= P (\tan \phi - \tan \phi') \end{aligned} \quad (2.19)$$

BAB III

PEMODELAN SISTEM KELISTRIKAN KALIMANTAN

3.1 Data Sistem Kelistrikan Kalimantan Tahun 2050

Single line diagram sistem kelistrikan Kalimantan pada tahun 2050 menggunakan sistem transmisi 150/500kV yang digunakan pada tugas akhir ini digambarkan oleh gambar 3.1 di bawah ini.



Gambar 3.1 Sistem Transmisi Kalimantan 500 kV

Berikut ini adalah data saluran transmisi, pembangkitan masing-masing generator dan pembebanan yang digunakan pada tiap bus. Untuk Single Line Diagram akan dilampirkan.

3.2 Data Saluran Transmisi Kalimantan

Data saluran dan data bus yang digunakan sebagai masukan untuk proses simulasi, ditentukan base sebesar 100 MVA dan data impedansi ini merupakan nilai ohm per kilometernya seperti yang ditunjukkan tabel 3.1

Tabel 3.1 Data Saluran Kalimantan 500 kV Tahun 2026-2050

Dari Bus	Ke Bus	R (Ohm)	X (Ohm)	Y (Ohm)	Jarak (Km)
Sei Raya	Ketapang	0,029314	0,281501	4.031999	230
Ketapang	Sampit	0,029314	0,281501	4.031999	287
Sampit	Palangkaraya	0,01879	0,12549	9.17303	110
Palangkaraya	Banjarmasin	0,01879	0,12549	9.17303	180
Banjarmasin	Balikpapan	0,029314	0,281501	4.031999	370
Balikpapan	Samarinda	0,029314	0,281501	4.031999	95
Samarinda	Bontang	0,029314	0,281501	4.031999	85
Bontang	Tanjung Redeb	0,029314	0,281501	4.031999	280
Tanjung Redeb	Sabah	0,029314	0,281501	4.031999	300
Tanjung Redeb	Kayan Hulu	0,029314	0,281501	4.031999	300
Kayan Hulu	Long Apari	0,029314	0,281501	4.031999	106
Long Apari	Putussibau	0,029314	0,281501	4.031999	150
Putussibau	Sei Raya	0,029314	0,281501	4.031999	400

Tabel 3.2 Data Saluran Kalimantan Barat 150 kV Tahun 2026-2050

Dari Bus	Ke Bus	R (Ohm)	X (Ohm)	Y (Ohm)	Jarak (Km)
Sambas	Singkawang	0,118300	0,406940	0,0000028	137,6
Singkawang	Bengkayang	0,118300	0,406940	0,0000028	147,13
Bengkayang	Ngabang	0,060000	0,296140	0,0000039	90
Ngabang	Tayan	0,060000	0,296140	0,0000039	55
Tayan	Siantan	0,118300	0,406940	0,0000028	92
Siantan	Sei Raya	0,118300	0,406940	0,0000028	36,06
Siantan	Kota Baru 1	0,118300	0,406940	0,0000028	39,69
Siantan	Parit Baru	0,118300	0,406940	0,0000028	10,2
Kota Baru	Parit Baru	0,118300	0,406940	0,0000028	10,2
Parit Baru	Senggiring	0,118300	0,406940	0,0000028	84,35
Senggiring	Singkawang	0,118300	0,406940	0,0000028	176,6
Kota Baru	Cemara	0,064700	0,280000	0,0000041	10
Cemara	Sei Raya	0,064700	0,280000	0,0000041	10
Ketapang	Sukadana	0,064700	0,280000	0,0000041	100
Kendawangan	Ketapang	0,064700	0,280000	0,0000041	95
Tayan	Sanggau	0,064700	0,280000	0,0000041	90

Tabel 3.2 Saluran Kalimantan Barat 150 kV Tahun 2026-2050 Lanjutan

Dari Bus	Ke Bus	R (Ohm)	X (Ohm)	Y (Ohm)	Jarak (Km)
Sanggau	Sekadau	0,064700	0,280000	0,0000041	50
Singkawang	PLTU Singkawang	0,095000	0,388000	0,0000029	30
Sintang	Sekadau	0,064700	0,280000	0,0000041	90
Sukadana	Sandai	0,064700	0,280000	0,0000041	90
Sandai	Tayan	0,064700	0,280000	0,0000041	150
Kota Baru 1	Rasau	0,064700	0,280000	0,0000041	30
Entikong	Sanggau	0,064700	0,280000	0,0000041	130
Nanga Pinoh	Kota Baru 2	0,064700	0,280000	0,0000041	90
Sintang	Putussibau	0,064700	0,280000	0,0000041	150
Sintang	Nanga Pinoh	0,064700	0,280000	0,0000041	45
Kendawangan	Air Upas	0,064700	0,280000	0,0000041	90
Tayan	PLTU Kalbar 3	0,019900	0,287400	0,0000042	30

Total jumlah saluran transmisi 150 kV Kalimantan Barat berjumlah 76 saluran.

Tabel 3.3 Data Saluran KalSelTeng Tahun 2023-2026

Dari Bus	Ke Bus	R (Ohm)	X (Ohm)	Y (Ohm)	Jarak (Km)
Sampit	Kasongan	0,060000	0,296140	0,0000039	100
Kasongan	Palangkaraya	0,060000	0,296140	0,0000039	75
Palangkaraya	Pembangkit Pulpis	0,118300	0,406940	0,0000028	47
Palangkaraya	Pulpis	0,118300	0,406940	0,0000028	42,5
Pulpis	Selat	0,118300	0,406940	0,0000028	19,25
Pembangkit Pulpis	Selat	0,118300	0,406940	0,0000028	15,75
Sebar	Trisakti 150	0,118300	0,406940	0,0000028	15
Trisakti 150	Mantuil	0,060000	0,296140	0,0000039	15,154
Mantuil	Bandara	0,060000	0,296140	0,0000039	16
Bandara	Cempaka	0,060000	0,296140	0,0000039	12
Mantuil	Asam	0,060000	0,296140	0,0000039	110
Asam	Satui	0,118300	0,406940	0,0000028	77,35
Satui	Batu Licin	0,118300	0,406940	0,0000028	50
Asam	Pelai Hari	0,095000	0,388000	0,0000029	59,1
Pelai Hari	Cempaka	0,095000	0,388000	0,0000029	16,35
Cempaka	Barikin	0,118300	0,406940	0,0000028	53,125
Sebar	Kayutangi	0,118300	0,406940	0,0000028	17
Kayutanngi	Barikin	0,060000	0,296140	0,0000039	120

Tabel 3.3 Data Saluran KalSelTeng Tahun 2023-2026 Lanjutan

Dari Bus	Ke Bus	R (Ohm)	X (Ohm)	Y (Ohm)	Jarak (Km)
Barikin	Amuntai	0,118300	0,406940	0,0000028	40
Barikin	Tanjung	0,060000	0,296140	0,0000039	60
Tanjung	Buntok	0,060000	0,296140	0,0000039	130
Buntok	Muara Teweh	0,060000	0,296140	0,0000039	110
PLTU Sampit	Sampit	0,129000	0,404900	0,0000028	24
Kayutangi	Sei Tabuk	0,064700	0,280000	0,0000041	15
Sei Tabuk	Mantuil	0,064700	0,280000	0,0000041	15
Trisakti 150	Gis Ulin	0,129000	0,404900	0,0000028	12
Cempaka	Gis Ulin	0,064700	0,280000	0,0000041	32
Muara Teweh	Puruk Cahu	0,064700	0,280000	0,0000041	47
Paringin	Incomer 1 phi (Barikin-Tanjung)	0,064700	0,280000	0,0000041	2
Paranggean	Incomer 1 phi (Kasongan- Sampit)	0,129000	0,404900	0,0000028	15
Puruk Cahu	Kuala Kurun	0,064700	0,280000	0,0000041	98
Kasongan	Kuala Kurun	0,064700	0,280000	0,0000041	120
Selat	Sebar				42
PLTU Sampit	Kuala Pambuang	0,064700	0,280000	0,0000041	80
Sebar	Trisakti				6
Bati	Incomer 1 phi (Asam-Cempaka)	0,064700	0,280000	0,0000041	6
Pangkalan Bun	Sukamara	0,064700	0,280000	0,0000041	70
Pangkalan Banteng	Incomer 1 phi (Pangkalan Bun- Sampit)	0,129000	0,404900	0,0000028	24
Nanga Bulik	Incomer 1 phi (Pangkalan Bun- Sukamara)	0,064700	0,280000	0,0000041	35
Amuntai	Tamiang	0,064700	0,280000	0,0000041	15

Total jumlah saluran transmisi 150 kV Kalimantan Selatan dan tengah berjumlah 70 saluran.

Tabel 3.4 Data Saluran KalTimRa Tahun 2023-2050

Dari Bus	Ke Bus	R (Ohm)	X (Ohm)	Y (Ohm)	Jarak (Km)
Bontang	Bontang Kuala	0,064700	0,280000	0,0000041	45.68
Bontang	Samberah	0,064700	0,280000	0,0000041	55
Samberah	New Samarinda	0,0199	0,2874	0,0000041	20
Samberah	Sambutan	0,064700	0,280000	0,0000041	50
Sambutan	Bukuan	0,064700	0,280000	0,0000041	7.2
Bukuan	Haru	0,129000	0,406940	0,0000028	12
Haru	Tengkawang	0,064700	0,280000	0,0000041	8.3
Tengkawang	Embalut	0,064700	0,280000	0,0000041	15,8
Embalut	Bukit Biru	0,129000	0,404900	0,0000028	20,5
Embalut	Cempaka	0,129000	0,406940	0,0000028	3
Haru	Karjo	0,064700	0,280000	0,0000041	75.4
Karjo	Manggan	0,064700	0,280000	0,0000041	21
Manggan	Senipah	0,064700	0,280000	0,0000041	93
Manggan	New Balikpapan	0,129000	0,404900	0,0000028	13.4
New Balikpapan	Industri	0,129000	0,404900	0,0000028	5
Karjo	Teluk Balikpapan	0,019900	0,287400	0,0000042	11
Teluk Balikpapan	Petung	0,064700	0,280000	0,0000041	45.2
Petung	Kuaro	0,129000	0,404900	0,0000028	82
PLTG Senipah	Palaran	0,064700	0,280000	0,0000041	55
Tenggarong	Kota Bangun	0,064700	0,280000	0,0000041	60
New Balikpapan	Manggarsari	0,129000	0,404900	0,0000028	2
New Balikpapan	Karianggau	0,019900	0,287400	0,0000042	20
New Balikpapan	Embalut	0,019900	0,287400	0,0000042	16
Kuaro	Tanah Grogot	0,064700	0,280000	0,0000041	16
Lati	Tanjung Redep	0,064700	0,280000	0,0000041	30
Tanjung Redep	Tanjung Selor	0,064700	0,280000	0,0000041	80
Tanjung Selor	Tidang pale	0,064700	0,280000	0,0000041	102
Tidang pale	Malinau	0,064700	0,280000	0,0000041	26
PLTMG Bangkanai	Melak	0,064700	0,280000	0,0000041	100
Melak	Kotabangun	0,064700	0,280000	0,0000041	134
Sangata	Maloi	0,064700	0,280000	0,0000041	80
Muara Wahau	Sangata	0,064700	0,280000	0,0000041	120
Muara Wahau	Tanjung Redep	0,064700	0,280000	0,0000041	120

Table 3.4 Data Saluran Kalimantan Timur dan Utara Tahun 2023-2050
Lanjutan

Dari Bus	Ke Bus	R (Ohm)	X (Ohm)	Y (Ohm)	Jarak (Km)
Bukit Biru	Sepaku	0,064700	0,280000	0,0000041	80
Karianggau	Sepaku	0,064700	0,280000	0,0000041	25
Tanjung Redep	Talisayan	0,064700	0,280000	0,0000041	35
Lati	Tanjung Batu	0,064700	0,280000	0,0000041	20
Sekatak	Juata	0,064700	0,280000	0,0000041	60
Juata	Tarakan	0,064700	0,280000	0,0000041	14
Malinau	Sebuku	0,064700	0,280000	0,0000041	75
Sebuku	Nunukan	0,064700	0,280000	0,0000041	78
PLTU Kaltim3	Melak	0,064700	0,280000	0,0000041	30
Kembang Janggut	Kota Bangun	0,064700	0,280000	0,0000041	20
PLTU Kaltim 6	Kuaro	0,064700	0,280000	0,0000041	30
New Balikpapan	GIS Balikpapan	0,019900	0,287400	0,0000042	10
GIS Samarinda	New Samarinda	0,019900	0,287400	0,0000042	15
Tanah Grogot	Sei Durian	0,118300	0,406940	0,0000028	70
PLTA Tabang	Kembang Janggut	0,0199	0,2874	0,0000041	70
Melak	Ujoh Bilang	0,064700	0,280000	0,0000041	75
Kembang Janggut	Muara Bengkal	0,064700	0,280000	0,0000041	100
Muara Bengkal	Muara Wahau	0,064700	0,280000	0,0000041	120
PLTA Kaltara 1	Malinau	0,0199	0,2874	0,0000041	40

Total jumlah saluran transmisi 150 kV Kalimantan Timur dan Utra berjumlah 103 saluran.

3.3 Data pembangkit

Data kapasitas dari pembangkit yang digunakan pada sistem Kalimantan tahun 2050 adalah sebagai berikut :

Tabel 3.5 Data kapasitas pembangkit Kalimantan Barat tahun 2050

NO	Pembangkit	Rating	MW	Mvar
1	MPP KALBAR1	25 MW	20	9.059
2	MPP KALBAR3	25 MW	20	9.059
3	MPP KALBAR5	25 MW	20	9.059
4	MPP KALBAR6.1	25 MW	20	9.059
5	PLTG PEAKER1	25 MW	20	9.059
6	PLTG PEAKER3	25 MW	20	9.059
7	PLTG PEAKER5	25 MW	20	9.059
8	PLTG PEAKER7	25 MW	20	9.059
9	PLTU KALBAR SIANTAN 1	400 MW	320	107.435
10	PLTU KALBAR1-1	100 MW	80	9.373
11	PLTU KALBAR1-2	100 MW	80	9.373
12	PLTU KALBAR2-1	100 MW	80	21.668
13	PLTU KALBAR2-2	100 MW	80	21.668
14	PLTU KALBAR3-2	100 MW	60	22.871
15	PLTU KALBAR3-4	100 MW	60	22.871
16	PLTU KALBAR4-2	100 MW	80	11.98
17	PLTU KALBAR4-4	100 MW	80	11.98
18	PLTU KETAPANG1	10 MW	7	0.955
19	PLTU KETAPANG3	10 MW	7	0.955
20	PLTU KURA2-2	27.5 MW	25	2.381
21	PLTU KURA2-4	27.5 MW	20	2.252
22	PLTU PB1	50 MW	40	18.118
23	PLTU PB2	50 MW	40	18.118
24	PLTU PB2-2	55 MW	45	4.944
25	PLTU PB2-3	55 MW	45	32.16
26	PLTU PB2-4	55 MW	45	4.944
27	PLTU PB2-6	100 MW	50	58.059
28	PLTU SANGGAU	400 MW	320	142.991
29	PLTU SIANTAN 2	400 MW	320	107.435
30	PLTU SINGKAWANG	400 MW	240	118.753
31	PLTU SINTANG	100 MW	80	49.058
32	PLTU SINTANG3	100 MW	80	49.058
33	SERAWAK	300 MW	230	49.148

Total daya yang dibangkitkan di area 1 sebesar 2674 MW dan 971.02 Mvar

Tabel 3.6 Data pembangkit Kalselteng Tengah tahun 2050

NO	Pembangkit	Rating	MW	Mvar
1	Asam-asam2	65 MW	50	11.045
2	Asam-asam3	65 MW	50	11.045
3	Asam-asam4	65 MW	45	10.913
4	Asam-asam5	65 MW	45	10.913
5	BANGKANAI1-1	16 MW	8	1.016
6	BANGKANAI1-3	16 MW	12	1.016
7	BANGKANAI1-5	16 MW	12	1.498
8	BANGKANAI1-6	16 MW	8	1.498
9	BANGKANAI1-7	16 MW	8	1.041
10	BANGKANAI1-8	16 MW	8	1.041
11	BANGKANAI1-9	16 MW	8	1.016
12	BANGKANAI1-10	16 MW	8	1.498
13	BANGKANAI1-11	16 MW	8	10.913
14	BANGKANAI1-12	16 MW	8	10.913
15	FSPT2	100 MW	60	25.246
16	FSPT4	100 MW	60	25.246
17	PLTA Riam Kanan 1	30 MW	25	7.106
18	PLTA Riam Kanan 2	30 MW	25	7.106
19	PLTA Riam Kanan 3	30 MW	25	7.106
20	KALSEL4-2	100 MW	60	31.02
21	KALSEL4-4	100 MW	50	30.943
22	KALSELTENG2-3	100 MW	60	16.936
23	KALSELTENG2-4	100 MW	60	16.936
24	KALSELTENG 3-4	100 MW	40	4.541
25	KALSELTENG5-2	100 MW	45	7.532
26	KALSELTENG5-4	100 MW	45	7.781
27	MPP KALSEL2	60 MW	40	6.183
28	MPP KALSEL4	60 MW	45	25.135
29	MPP KALSEL6	60 MW	45	25.135
30	MPP KALSEL8	60 MW	45	15
31	PLTA KUSAN1	65 MW	50	6.053
32	PLTG KALSEL PEAKER2	200 MW	120	45.542
33	PLTG KALTENG1	100 MW	60	39.12
34	PLTU BARIKIN	400 MW	320	210.351
35	PLTU CEMPAKA	400 MW	240	184.221
36	PLTU GIS ULIN	400 MW	320	138.109
37	PLTU GIS ULIN2	400 MW	240	135.382
38	PLTU SELAT	100 MW	60	37.988
39	PLTUSMPT1	25 MW	20	2.519
40	PLTUSMPT3	25 MW	20	2.519

Total daya yang dibangkitkan di area 2 sebesar 2458 MW dan 1136.112 Mvar

Tabel 3.7 Data kapasitas pembangkit KalTimra tahun 2050

NO	Pembangkit	Rating	MW	Mvar
1	KALTIM PEAKER 2-11	50 MW	40	16.758
2	KALTIM PEAKER 2-12	50 MW	40	24.077
3	KALTIM PEAKER 2-13	50 MW	40	16.758
4	KALTIM PEAKER 2-14	50 MW	40	16.758
5	KALTIM PEAKER 2-15	50 MW	40	16.758
6	MPP KALTIM	20 MW	15	4.647
7	MPP KALTIM.	20 MW	15	4.647
8	MPP KALTIM9	10 MW	6	3.105
9	MPP KALTIM10	10 MW	6	2.095
10	MPP KALTIM11	10 MW	6	2.095
11	MPP KALTIM12	10 MW	6	2.095
12	PLTA KALTARA 3	300 MW	190.63	23.102
13	PLTA KALTARA5	276 MW	230	23.223
14	PLTA KAYAN	660 MW	500	53.496
15	PLTA KELAI	55 MW	40	10.349
16	PLTA TABANG	360 MW	200	35.28
17	PLTD COGINDO9	10 MW	5	3.102
18	PLTD COGINDO10	10 MW	6	3.09
19	PLTD COGINDO11	10 MW	5	3.102
20	PLTD COGINDO12	10 MW	5	3.102
21	PLTG GIRI REJO	50 MW	40	28.1
22	PLTG HARAPAN BARU	100 MW	60	51.21
23	PLTG KALTIM PEAKING	80 MW	40	18.356
24	PLTG KALTIM PEAKING2	80 MW	40	18.356
25	PLTG KUARO	50 MW	25	22.867
26	PLTG NUNUKAN	50 MW	40	25.074
27	PLTG PEAKER KALTIM 3	100 MW	80	33.963
28	PLTG PETUNG	50 MW	25	19.21
29	PLTG SAMBERAH5	20 MW	15	4.357
30	PLTG SAMBERAH6	20 MW	15	6.519
31	PLTG SAMBUTAN	50 MW	25	25.261
32	PLTG SENIPAH5	40 MW	35	11.484
33	PLTG SENIPAH6	40 MW	30	11.342
34	PLTG TRISAKTI	100 MW	60	28.22
35	PLTG TRISAKTI3	30 MW	24	8.608
36	PLTGU SENIPAH3	36 MW	26	10.185
37	PLTGU TANJUNG BATU 3	60 MW	40	9.828
38	PLTMG BANGKANAI	140 MW	50	17.295
39	PLTU BUKUAN	400 MW	320	145.365

Tabel 3.7 Data kapasitas pembangkit Kalimantan Timur dan Utara
2050 Lanjutan

NO	Pembangkit	Rating	MW	Mvar
40	PLTU EMBALUT3	50 MW	20	16.423
41	PLTU EMBALUT 5	25 MW	10	8.139
42	PLTU EMBALUT 6	25 MW	10	8.139
43	PLTU KALTIM 3-5	100 MW	60	4.825
44	PLTU KALTIM 3-6	100 MW	60	4.825
45	PLTU KALTIM 4-5	100 MW	80	33.963
46	PLTU KALTIM 4-6	100 MW	80	33.963
47	PLTU KALTIM 6-5	100 MW	60	26.994
48	PLTU KALTIM 6-6	100 MW	60	26.994
49	PLTU KALTIM FTP2-5	100 MW	60	17.138
50	PLTU KALTIM FTP2-6	100 MW	60	17.138
51	PLTU KALTIM MANGGARSARI	400 MW	320	120.888
52	PLTU KALTIM MT	27.5 MW	20	9.433
53	PLTU KALTIMRA1	200 MW	160	49.785
54	PLTU KALTIMRA2	200 MW	160	50.223
55	PLTU KALTIM MT1	27.5 MW	20	9.433
56	PLTU MT KALTIM 5-5	100 MW	60	5.737
57	PLTU MT KALTIM 5-6	100 MW	60	5.737
58	PLTU NEW BALIKPAPAN	400 MW	320	69.774
59	PLTU NEW BALIKPAPAN1	400 MW	320	98.372
60	PLTU NEW BALIKPAPAN2	400 MW	320	69.774
61	PLTU NEW BALIKPAPAN4	400 MW	320	69.774
62	PLTU NEW BALIKPAPAN5	400 MW	320	98.372
63	PLTU NEW BALIKPAPAN6	400 MW	320	69.774
64	PLTU NEW BALIKPAPAN7	400 MW	320	69.774
65	PLTU PULPIS 1-2	65 MW	45	6.1
66	PLTU PULPIS 1-4	65 MW	45	6.1
67	PLTU SAMARINDA	400 MW	240	106.672
68	PLTU SAMARINDA2	400 MW	320	109.384
69	PLTU SAMBERAH	400 MW	240	91.923
70	PLTU SINAR MAS	200 MW	160	39.562
71	PLTU SINAR MAS2	200 MW	160	39.562
72	PLTU TELUK BALIKPAPAN5	110 MW	80	26.434
73	PLTU TELUK6	110 MW	80	26.434
74	PLTU TRISAKTI2	400 MW	240	125.684
75	PTLMG TANJUNG SELOR3	15 MW	10	8.22

Total daya yang dibangkitkan di area 3 sebesar 7645.63 MW dan
2344.705 Mvar

3.4 Beban Pada Sistem Kelistrikan Kalimantan

Data kapasitas beban yang digunakan pada sistem Kalimantan diasumsikan sebagai Lump Load dengan sebagai berikut:

Tabel 3.8 Data Beban Tahun 2050

NO	Beban	Rating MVA	Rated kV	% PF
1	BEBAN AMUNTAI	73.05 MVA	150	85
2	BEBAN GISULIN1	475.61 MVA	150	85
3	BEBAN KOTA BARU 1	272.13 MVA	150	85
4	BEBAN AIR UPAS	25 MVA	150	85
5	BEBAN ASAM-ASAM	73.05 MVA	150	85
6	BEBAN BALIKPAPAN	198.4 MVA	150	90
7	BEBAN BANDARA	218.02 MVA	150	85
8	Beban BARIKIN	139.03 MVA	150	85
9	BEBAN BATI-BATI	132.69 MVA	150	85
10	BEBAN BATU LICIN	295.38 MVA	150	85
11	BEBAN BENGKAYANG	84.68 MVA	150	85
12	Beban BONTANG	264.5 MVA	150	85
13	BEBAN BT SOPANG	12.8 MVA	150	85
14	BEBAN BUKUAN	109.8 MVA	150	85
15	BEBAN BUNTOK	60.64 MVA	150	85
16	BEBAN CEMARA	132.21 MVA	150	85
17	BEBAN CEMPAKA1	655.85 MVA	150	85
18	BEBAN CEMPAKA2	11.98 MVA	70	85
19	BEBAN EMBALUT	121.3 MVA	150	85
20	BEBAN GIRI REJO	204.6 MVA	150	85
21	BEBAN HARAPAN BARU	171.7 MVA	150	85
22	BEBAN INDUSTRI	172.4 MVA	150	85
23	BEBAN KANDANGAN	66.17 MVA	150	85
24	BEBAN KARIANGAU	84.2 MVA	150	85
25	BEBAN KASONGAN	128.64 MVA	150	85
26	BEBAN KAYAN HULU	2.89 MVA	150	85
27	BEBAN KAYU TANGI	100.75 MVA	150	85
28	BEBAN KEMBANG JANGGUT	7.8 MVA	150	85

Tabel 3.8 Data Beban Tahun 2050 Lanjutan

NO	Beban	Rating MVA	Rated kV	% PF
29	BEBAN KENDAWANGAN	30.27 MVA	150	85
30	BEBAN KETAPANG	186.17 MVA	150	85
31	BEBAN KOTA BANGUN	47.6 MVA	150	85
32	BEBAN KOTA BARU 2	34.42 MVA	150	85
33	BEBAN KOTABARU	68.91 MVA	150	85
34	BEBAN KRAYAN	2.89 MVA	150	85
35	BEBAN KUALA KURUN	17.03 MVA	150	85
36	BEBAN KUALA PAMBUANGAN	9.97 MVA	150	85
37	BEBAN KUARO	52.8 MVA	150	85
38	BEBAN LONG APARII	1.8 MVA	150	85
39	BEBAN LONG PAHANGAII	2 MVA	150	85
40	BEBAN LONGIKIS	11.6 MVA	150	85
41	BEBAN MAHAKAM ULU	9.8 MVA	150	85
42	BEBAN MALINAU	8.6 MVA	150	85
43	BEBAN MALOY	105.4 MVA	150	85
44	BEBAN MANGGARSARI	357.7 MVA	150	85
45	BEBAN MANTUIL	318.12 MVA	150	85
46	BEBAN MARABAHAN	31.94 MVA	150	85
47	BEBAN MELAK	96.1 MVA	150	85
48	BEBAN MEMPAWAH	55.8 MVA	150	85
49	BEBAN MUARA BENGKAL	14 MVA	150	85
50	BEBAN MUARA TEWEH	45.86 MVA	150	85
51	BEBAN MUARA WAHAU	7.8 MVA	150	85
52	BEBAN NANGA PINOH	48.25 MVA	150	85
53	BEBAN NEW PALANGKARAYA	231.99 MVA	150	85
54	BEBAN NEW SAMARINDA	269.3 MVA	150	85
55	BEBAN NGABANG	41.09 MVA	150	85
56	BEBAN NGABULIK	12.39 MVA	150	85

Tabel 3.8 Data Beban Tahun 2050 Lanjutan

NO	Beban	Rating MVA	Rated kV	% PF
57	BEBAN NUNUKAN	90.75 MVA	150	85
58	BEBAN PALANGKARAYA	262.23 MVA	150	85
59	BEBAN PANGKALAN BANTENG	26.46 MVA	150	85
60	BEBAN PANGKALAN BUN	141.41 MVA	150	85
61	BEBAN PARENGGEAN	22.76 MVA	150	85
62	BEBAN PARINGIN	79.46 MVA	150	85
63	BEBAN PARIT BARU	225.06 MVA	150	85
64	BEBAN PASER	98.6 MVA	150	85
65	BEBAN PELAIHARI	194.22 MVA	150	85
66	BEBAN PETUNG	92.7 MVA	150	85
67	BEBAN PLTD KANAN	51.2 MVA	150	85
68	BEBAN PLTD KLEDANG	16.5 MVA	150	85
69	BEBAN PLTU SAMPIT	71.48 MVA	150	85
70	BEBAN PULAU PISANG	61.57 MVA	150	85
71	Beban PURUK CAHU	23.7 MVA	150	85
72	BEBAN PUTUSSIBAU	45.19 MVA	150	85
73	BEBAN RANTAU	244.18 MVA	150	85
74	BEBAN RASAU	25 MVA	150	85
75	BEBAN RIAM KANAN/ARANIO	6.56 MVA	70	85
76	BEBAN SABAH	350 MVA	500	85
77	BEBAN SAMARINDA	156 MVA	150	85
78	BEBAN SAMBAS	118.12 MVA	150	85
79	BEBAN SAMBERAH	71.8 MVA	150	85
80	BEBAN SAMBOJA	52.4 MVA	150	85
81	BEBAN SAMBUTAN	228.1 MVA	150	85
82	BEBAN SAMPIT	307.18 MVA	150	85
83	BEBAN SANDAI	24.23 MVA	150	85

Tabel 3.8 Data Beban Tahun 2050 Lanjutan

NO	Beban	Rating MVA	Rated kV	% PF
84	BEBAN SANGA2	27.9 MVA	150	85
85	BEBAN SANGATA	96.5 MVA	150	85
86	BEBAN SANGGAU	213.45 MVA	150	85
87	BEBAN SATUI	86.59 MVA	150	85
88	BEBAN SEBERANG BARITO	55.06 MVA	150	85
89	BEBAN SEBUKU3	3.35 MVA	150	85
90	BEBAN SEI RAYA	469.77 MVA	150	85
91	BEBAN SEI TABUK	94.62 MVA	150	85
92	BEBAN SEKADAU	78.21 MVA	150	85
93	BEBAN SEKATAK	13.36 MVA	150	85
94	BEBAN SELAT	142.08 MVA	150	85
95	BEBAN SEMOI-SEPAKU	10 MVA	150	85
96	BEBAN SEMPARUK	60.42 MVA	150	85
97	BEBAN SENIPAH	85 MVA	150	85
98	BEBAN SEPASO	5.51 MVA	150	85
99	BEBAN SIANTAN	420.59 MVA	150	85
100	BEBAN SINGKAWANG	285.36 MVA	150	85
101	BEBAN SINTANG	234.74 MVA	150	85
102	BEBAN SUKADANA	60.58 MVA	150	85
103	BEBAN SUKAMARA	11.24 MVA	150	85
104	BEBAN TALISAYAN	6.4 MVA	150	85
105	BEBAN TAMIYANG LAYANG	20.48 MVA	150	85
106	BEBAN TANA TIDUNG	24.42 MVA	150	85
107	BEBAN TANJUNG	231.68 MVA	150	85
108	BEBAN TANJUNG BATU	5.6 MVA	150	85
109	BEBAN TANJUNG REDEP3	296.87 MVA	150	85
110	BEBAN TANJUNG SELOR	189.22 MVA	150	85
111	BEBAN TAYAN	123.08 MVA	150	85
112	BEBAN TENGGARONG	304.1 MVA	150	85

Tabel 3.8 Data Beban Tahun 2050 Lanjutan

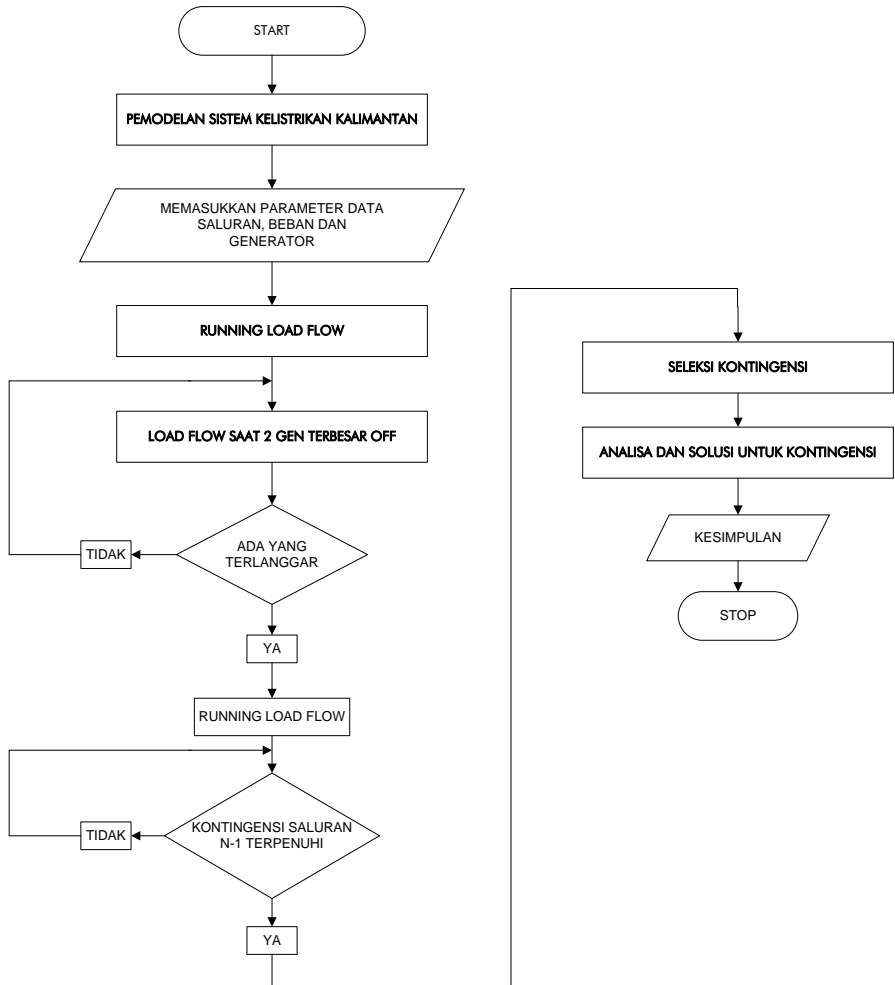
NO	Beban	Rating MVA	Rated kV	% PF
113	BEBAN TENGGAWANG	201.4 MVA	150	85
114	BEBAN TRISAKTI	42.68 MVA	70	85
115	BEBAN TRISAKTI 150 KV	586.71 MVA	150	85
116	BONTANG KUALA	95.5 MVA	150	85
117	ENTIKONG	37.01 MVA	150	85
118	NEW BALIKPAPAN3	321.6 MVA	150	85
119	PLTU LATI	27.31 MVA	150	85
120	UJOH BILANG	9.7 MVA	150	85

Ket :

- Total beban area 1 sebesar 3280.85 MVA
- Total beban area 2 sebesar 5994.62 MVA
- Total beban area 3 sebesar 5047.24 MVA

3.5 Metodologi Simulasi

Sebelum tahap simulasi dan analisa, diperlukan suatu metodologi tentang apa saja yang diperlukan untuk simulasi dan hasil simulasi seperti apa yang diinginkan. Metodologi yang digunakan pada tugas akhir ini yaitu.



Gambar 3.2 Flow chart Metodologi

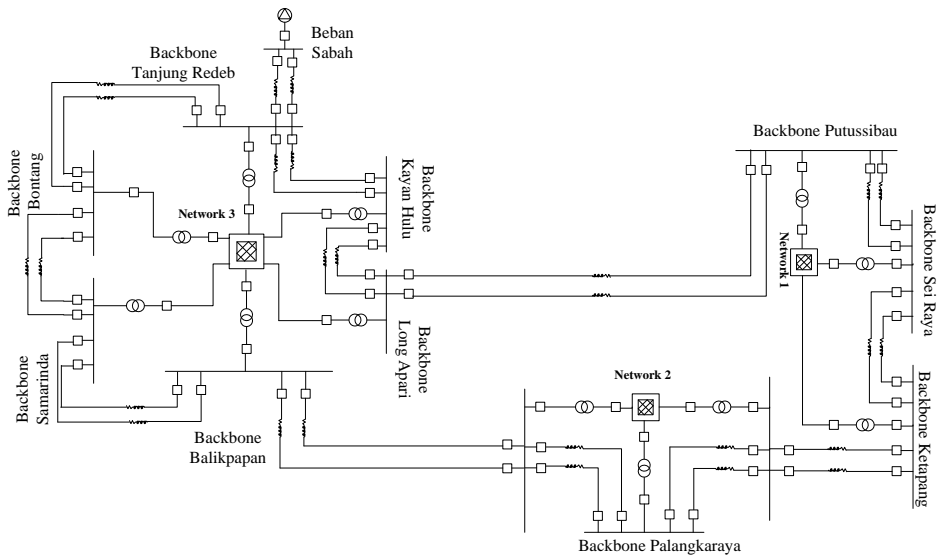
Berdasarkan gambar 3.2 diatas maka tahapan-tahapan metodologi simulasi yang digunakan dapat dijelaskan sebagai berikut :

1. Pengumpulan Data Kelistrikan Kalimantan
Data sistem kelistrikan Kalimantan 150/500 kV menggunakan data-data yang bersumber dari RUPTL PLN 2017-2026 meliputi data Generator, data beban, dan data saluran dari masing-masing bus.
2. Pemodelan sistem kelistrikan Kalimantan 150/500 kV tahun 2050 menggunakan software ETAP 12.6
3. Simulasi aliran daya (*load flow analysis*) menggunakan ETAP 12.6 dengan metode Newton Raphson
4. Pola Operasi dengan pelepasan 2 unit Generator terbesar
Dari hasil pelepasan generator akan dianalisis apakah sistem masih mampu atau tidak.
5. Kontingensi Saluran N-1
Dilakukan Kontingensi saluran N-1 pada seluruh saluran transmisi 500 kV.
6. Seleksi Kontingensi
Setelah melakukan kontingensi saluran N-1 maka akan menghasilkan daftar urutan seleksi kontingensi dari yang paling berdampak sampai tidak berdampak. Kemudian dipilih saluran yang paling berdampak terhadap sistem.
7. Analisa dan Solusi
Dampak yang terjadi akibat kontingensi saluran transmisi seperti *Undervoltage* dan *Overload* saluran sehingga diperlukan pencegahan agar sistem dapat beroperasi secara normal. *Undervoltage* dapat diatasi dengan penambahan kapasitor, sehingga profil tegangan naik. *Overload* saluran dapat diatasi dengan *load shedding* pada bus yang mengalami *undervoltage*.
8. Dengan melakukan analisi kontingensi dapat mengetahui saluran yang paling jelek di sistem, sehingga dapat melakukan pencegahan akibat dari lepasnya saluran dengan cara *load shedding* dan penambahan kompensasi.

BAB IV SIMULASI DAN ANALISIS

4.1 Sistem Kelistrikan Kalimantan

Pada simulasi sistem kelistrikan Kalimantan ini menggunakan pola operasi lepasnya dua generator terbesar. Kemudian akan dilakukan kontingensi saluran.



Gambar 4.1 Gambar Sistem Kelistrikan Kalimantan 500kV

Sistem tenaga listrik yang disimulasikan adalah sistem transmisi 150 kV dan 500 kV yang terdiri dari 149 Generator, 1 Generator swing, 294 bus, 436 saluran transmisi dengan jumlah beban total 12302 MW dan 3953.703 MVAR dan jumlah total pembangkitan sebesar 17883 MW dan 7622.3061 MVAR

Data pembangkitan dan beban dari hasil load flow ditunjukkan pada tabel di bawah ini:

Tabel 4.1 *Summary of Total Generation and Demand*

1	Load	12302 MW
2	Load	3953.703 Mvar
3	Generation	12302 MW
4	Generation	3953.703 Mvar
5	Loss	254.057 MW
6	Loss	-5516.518 Mvar
7	Buses	294
8	Branches	436
9	Generators	149
10	Generator swing	1
11	Loads	130

4.1.1 Klasifikasi bus Sistem Kelistrikan Kalimantan 150/500 kV

- 1 bus sebagai slack bus yaitu bus PLTA kaltara yang merupakan pembangkit listrik tenaga air
- 149 generator bus
- 130 load bus

4.2 Simulasi Etap Load Flow kondisi normal

Perhitungan aliran daya disini menggunakan software ETAP dengan metode Newton Raphson untuk mengetahui kondisi awal dari sistem Kalimantan sebelum terjadi kontingensi.

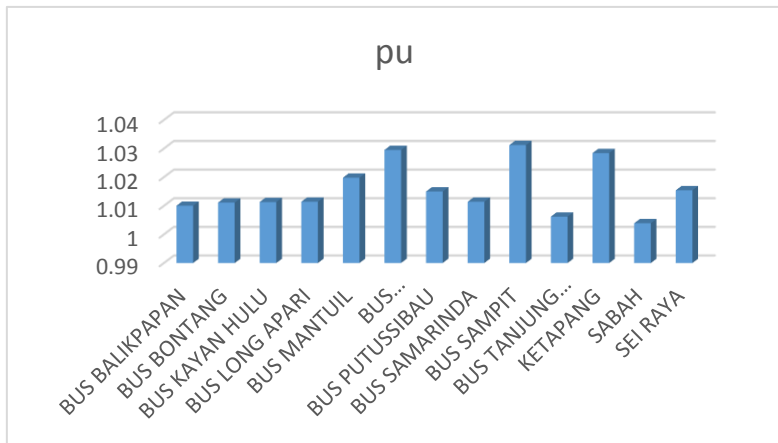
4.2.1 Load Flow keadaan awal

Setelah memasukkan semua data maka dilakukan running load flow untuk mengetahui keadaan masing-masing bus dan saluran transmisi. Pada keadaan awal ini beban dalam kondisi beban puncak. Keadaan ini dibutuhkan sebelum melakukan kontingensi saluran, karena load flow ini digunakan sebagai parameter untuk melakukan kontingensi saluran. Hasil aliran daya kondisi awal diperlihatkan pada table 4.2 dibawah.

4.2.2 Tegangan bus dan pembebanan bus

Tabel 4.2 Hasil load flow awal untuk Transmisi 500 KV

No	BUS	kV	Voltage (%)	MW	Mvar
1	BALIKPAPAN	500	101	1585.292	373.251
2	BONTANG	500	101.11	272.257	374.645
3	KAYAN HULU	500	101.13	729.227	452.72
4	LONG APARI	500	101.14	739.186	276.416
5	MANTUIL	500	101.98	1531.815	692.451
6	PALANGKARAYA	500	102.95	441.951	623.066
7	PUTUSSIBAU	500	101.5	734.408	451.735
8	SAMARINDA	500	101.14	687.009	208.434
9	SAMPIT	500	103.12	333.364	666.211
10	TANJUNG REDEP	500	100.62	289.144	619.453
11	KETAPANG	500	102.84	450.711	431.266
12	SABAH	500	100.39	298.656	326.178
13	SEI RAYA	500	101.54	612.086	682.342



Gambar 4.2 Tegangan Bus Kondisi awal

Berdasarkan grafik diatas bahwa tegangan bus dalam kondisi normal mengacu pada standar (+5%,-5%).

Tabel 4.3 Load flow awal untuk area Kalbar

No	ID	kV	Voltage (%)	MW	Mvar
1	air upa l	150	98.15	20.86	12.928
2	bengkayangl	150	98.47	263.915	50.393
3	Bus180	150	97.95	79.871	22.099
4	Bus182	150	97.95	79.871	22.099
5	cemara l	150	97.13	210.076	283.52
6	entikong l	150	96.1	30.256	18.751
7	kalbar l	150	97.72	119.837	53.096
8	kendawangan l	150	98.72	46.326	15.743
9	ketapang l	150	99.62	275.152	111.684
10	nanga pinoh l	150	96.52	67.721	37.266
11	ngabang l	150	96.48	188.416	30.966
12	parit baru l	150	96.4	479.991	221.672
13	PLTU Singkawang l	150	99	315.578	30.398
14	PLTUSMPT/BB l	150	99.25	79.849	37.374
15	putus sibau l	150	100.36	113.455	35.542
16	rasau l	150	96.57	20.963	12.992
17	sambas l	150	95.85	145.585	90.225
18	SAMPIT l	150	99.72	362.875	230.369
19	sandai l	150	96.7	19.927	12.35
20	sangau l	150	97.37	299.583	122.6
21	sei rayaa l	150	97.61	389.875	620.078
22	sekadau l	150	96.18	91.729	39.655
23	sengiring l	150	95.53	302.743	59.323
24	siantann l	150	96.39	509.802	276.492
25	singkawang l	150	97.85	319.559	147.326
26	sintang l	150	96.6	260.87	125.763
27	sukadana l	150	97.24	70.077	31.044
28	tayan l	150	96.49	272.35	94.237

Berdasarkan hasil simulasi pada table 4.3 bahwa tegangan bus area Kalimantan Barat dalam kondisi normal mengacu pada standar (+5%,-5%).

Tabel 4.4 Load flow awal untuk area Kalselteng

No	ID	kV	Voltage (%)	MW	Mvar
1	BKNII	150	99.77	87.796	1.703
2	CEMPAKA/BB1	150	96.72	782.664	337.493
3	CEMPAKA1	70	97.17	68.82	10.693
4	GISULIN/BB1	150	97.71	610.005	245.857
5	KANDANGAN/BB1	150	96.37	217.298	98.999
6	KaSeTeP5/BB1	150	99.2	119.85	15.031
7	KASOGANI	150	98.22	156.428	66.573
8	KAYUTANGI/BB1	150	99.94	203.829	160.185
9	KLPEMBUANG/BB1	150	99.1	8.399	5.205
10	KSGN/BB1	150	99.23	78.434	13.202
11	KSKT3/BB1	150	99.83	79.942	1.466
12	KSKTP/BB1	150	98.5	119.856	33.384
13	KSPKR1/BB1	150	99.29	119.888	13.352
14	kuala kurun1	150	98.99	93.943	29.618
15	KUSAN/BB1	150	99.46	49.914	2.894
16	MANTUIL/BB1	150	100.51	1221.186	573.043
17	MARABAHAN/BB1	150	99.39	51.045	29.636
18	MTWEH/BB1	150	98.84	154.985	25.455
19	MUNTAI/BB1	150	97.14	92.301	41.451
20	NAGABULIK1	150	96.86	12.288	6.325
21	NEWPALANGKARAY A /BB1	150	99.78	196.763	127.295
22	PALANGKA/BB1	150	100.79	441.557	285.353
23	PANGKALBUN/BB1	150	97	136.18	72.291
24	PARANGEAN/BB1	150	98.86	19.126	15.903
25	PARINGIN/BB1	150	96.42	121.576	40.387
26	PBANTENG/BB1	150	97.53	44.266	13.599
27	PELARIHARI/BB1	150	97.43	160.9	142.564
28	PLTGTK1	150	97.06	59.908	34.727
29	PLTUPP/BB1	150	99	89.856	22.781
30	PULPIS1	150	96.57	50.571	38.154
31	PURUKCAHU/BB1	150	98.7	115.222	32.184
32	RANTAU/BB1	150	96.1	199.617	123.712
33	SATUI/BB1	150	97.58	289.486	123.59
34	SEBAR/BB1	150	99.21	164.772	90.013
35	SEITABUK/BB1	150	99.91	198.269	49.798

Table 4.4 Load flow awal untuk tegangan bus dan pembebanan bus
Kalselteng Lanjutan

No	ID	kV	Voltage (%)	MW	Mvar
36	SELAT/BB1	150	96.42	136.28	72.217
37	SUKAMARA/BB1	150	96.97	9.269	5.744
38	TABANG	150	99.43	199.845	22.109
39	TAMIANG/BB1	150	97.73	109.785	50.545
40	TANJUNG/BB1	150	96.49	190.14	132.046
41	TRISAKTI70/BB1	70	97.58	39.901	21.946
42	TRISAKTI150/BB1	150	98.23	540.797	346.668

Berdasarkan hasil simulasi pada table 4.4 bahwa tegangan bus area Kalimantan Selatan dan Tengah dalam kondisi normal mengacu pada standar (+5%,-5%).

Tabel 4.5 Hasil load flow awal untuk area Kaltimra

No	ID	kV	Voltage (%)	MW	Mvar
1	ARONIO/BB1	70	98.42	74.833	15.777
2	ASAM12/BB1	150	98.67	121.771	118.03
3	ASAM3456/BB1	150	98.67	324.406	100.6
4	BANDARA1	150	97.62	441.774	171.309
5	BAKIKIN/BB1	150	96.56	468.769	200.819
6	BATI-BATI/BB1	150	97.42	109.912	137.038
7	BATULICIN/BB1	150	96.4	299.813	195.067
8	bontang koala3	150	98.18	225.274	71.023
9	bontang3	150	98.17	493.508	164.57
10	bukit biru3	150	96.35	249.222	166.489
11	bukuan3	150	97.51	379.401	147.649
12	BUNTOK/BB1	150	99.2	119.85	31.689
13	Bus53	150	100.61	77.13	19.012
14	cogindo3	150	97.75	20.942	10.038
15	Embalut3	150	97.71	500.088	240.353
16	GI NEW BALIKPAPAN3	150	99.4	1332.613	436.307
17	grogot3	150	96.53	28.082	12.415
18	haru3	150	96.5	235.793	88.262
19	INDUSTRI3	150	98.78	144.765	89.717

Table 4.5 Load flow awal untuk tegangan bus dan pembebanan bus
Kaltimra Lanjutan

No	ID	kV	Voltage (%)	MW	Mvar
20	Karjo3	150	97.7	239.78	105.331
21	kembang jaggut3	150	97.92	198.568	16.56
22	kota bangun3	150	97.21	190.962	24.384
23	kota baru 1	150	95.55	27.985	17.344
24	kota baruu1	150	96.86	455.938	258.05
25	KOTABARU/BB1	150	97.28	57	75.701
26	Kuaro3	150	96.64	183.471	80.008
27	Lati3	150	98.93	35.185	14.234
28	malinau3	150	99.63	980.286	143.128
29	Maloi3	150	96.72	86.701	53.733
30	manggan3	150	98.04	389.181	224.465
31	melak3	150	99.32	169.213	50.624
32	muara bengkal3	150	99.79	11.875	7.359
33	MUARA WAHAU3	150	99.73	11.902	14.329
34	Muara Wahau3	150	99.72	159.768	14.687
35	new samarinda3	150	98.19	1000.256	279.314
36	NUNUKAN3	150	96.84	78.603	48.714
37	Petung3	150	97.07	76.518	58.404
38	PLTA KALTARA6	150	99.72	988.985	6.51
39	PLTD KLEDANG3	150	99.37	13.937	8.638
40	PLTU KALTIM5	150	98.75	159.758	23.882
41	PLTU KALTIM 5	150	98.11	159.745	40.08
42	PLTU KALTIM6	150	97.59	48.268	19.946
43	PLTU KALTIM 6	150	99.84	119.87	1.399
44	Samarinda3	150	97.93	129.886	80.496
45	samberah3	150	98.38	293.633	89.679
46	samboja3	150	96.35	42.945	27.852
47	sambutan3	150	96.28	186.814	115.777
48	sanga3	150	96.97	131.145	49.867
49	Sanggata3	150	98.36	299.423	59.382
50	SEBUKU3	150	98.52	41.749	20.174
51	sei duren3	150	96.49	8.043	4.984
52	sekatak3	150	96.91	11.011	28.176
53	senipah3	150	97.92	90.793	43.856
54	sepaku3	150	98.2	8.349	5.174
55	sepaso3	150	98.14	92.107	10.702

Table 4.5 Load flow awal untuk tegangan bus dan pembebanan bus Kaltimra Lanjutan

No	ID	kV	Voltage (%)	MW	Mvar
56	talisan3	150	98.96	5.384	3.337
57	Tanjung Batu3	150	99.08	39.939	5.001
58	TANJUNG REDEP3	150	98.99	555.831	210.205
59	tanjung selor3	150	96.21	181.565	99.71
60	Tengkawang3	150	96.43	165.185	102.372
61	tidang pale3	150	98.68	196.782	12.696
62	TLK3	150	98.28	599.361	228.271
63	Uloh bilang3	150	99.99	86.576	34.761

Berdasarkan hasil simulasi pada table 4.3 bahwa tegangan bus area Kalimantan Timur dan Utara dalam kondisi normal mengacu pada standar (+5%,-5%).

4.2.3 Data pembebanan saluran transmisi

Tabel 4.6 Data Pembebanan Saluran Transmisi Kalbar

NO	Dari	Ke	KHA	Amp flow	% loading
1	sambas1	singkawang1	650 A	60.65	9.3
2	PBANTENG/BB1	SAMPIT1	535 A	177.6	33.2
3	PANGKALBUN/BB1	PBANTENG/BB1	535 A	88.56	16.6
4	sambas1	singkawang1	650 A	60.65	9.3
5	singkawang1	bengkayang1	650 A	81.49	12.5
6	parit baru1	kota baru1	1509 A	374.6	24.8
7	kendawangan1	air upa1	1058 A	48.12	4.5
8	sengiring1	PLTU Singkawang1	650 A	490.8	75.5
9	parit baru1	kota baru1	650 A	381.2	58.6
10	BARIKIN/BB1	KANDANGAN/BB1	1058 A	476.6	45
11	kendawangan1	air upa1	1058 A	48.12	4.5
12	PANGKALBUN/BB1	PLTGTK1	1058 A	137.6	13
13	sengiring1	parit baru1	650 A	532.1	81.9
14	siantann1	sei rayaa1	650 A	217.8	33.5
15	siantann1	tayan1	650 A	350.6	53.9
16	parit baru1	kota baru1	650 A	381.2	58.6
17	bengkayang1	ngabang1	1301 A	377.3	29
18	PANGKALBUN/BB1	PLTGTK1	1058 A	137.6	13
19	PANGKALBUN/BB1	SUKAMARA/BB1	1058 A	41.2	3.9
20	bengkayang1	ngabang1	1301 A	377.3	29
21	ngabang1	tayan1	1301 A	314.7	24.2
22	NAGABULIK1	SUKAMARA/BB1	1058 A	20.43	1.9

Table 4.6 Data Pembebanan Saluran Transmisi Kalbar Lanjutan

NO	Dari	Ke	KHA	Amp flow	% loading
23	sekadaul	sangaul	1058 A	187.3	17.7
24	ngabangl	tayanl	1301 A	314.7	24.2
25	sangaul	entikongl	1058 A	71.28	6.7
26	sangaul	entikongl	1058 A	71.28	6.7
27	sintangl	sekadaul	1058 A	69.54	6.6
28	sintangl	nanga pinohl	1058 A	139	13.1
29	nanga pinohl	kota baru l	1058 A	66.31	6.3
30	nanga pinohl	kota baru l	1058 A	66.31	6.3
31	sintangl	nanga pinohl	1058 A	139	13.1
32	sintangl	putus sibaul	1058 A	160.2	15.1
33	sintangl	putus sibaul	1058 A	160.2	15.1
34	sintangl	sekadaul	1058 A	69.54	6.6
35	sekadaul	sangaul	1058 A	187.3	17.7
36	sandail	sukadana l	1058 A	46.66	4.4
37	sukadana l	ketapangl	1058 A	149.5	14.1
38	ketapangl	kendawanganl	1058 A	93.36	8.8
39	ketapangl	kendawanganl	1058 A	93.36	8.8
40	sukadana l	ketapangl	1058 A	149.5	14.1
41	sandail	sukadana l	1058 A	46.66	4.4
42	tayanl	kalbarl	1509 A	262.5	17.4
43	tayanl	kalbarl	1509 A	262.5	17.4
44	siantannl	tayanl	650 A	350.6	53.9
45	Busl80	kota baruul	1509 A	325.7	21.6
46	Busl82	kota baruul	1509 A	325.7	21.6
47	siantannl	sei rayaal	650 A	217.8	33.5
48	siantannl	sei rayaal	650 A	217.8	33.5
49	sei rayaal	cemara l	1058 A	596.3	56.4
50	sei rayaal	cemara l	1058 A	596.3	56.4
51	kota baruul	cemara l	1058 A	596.8	56.4
52	kota baruul	cemara l	1058 A	596.8	56.4
53	kota baruul	rasaul	1058 A	49.15	4.6
54	kota baruul	rasaul	1058 A	49.15	4.6
55	siantannl	kota baruul	650 A	138.3	21.3
56	parit baru l	siantannl	650 A	112.4	17.3
57	sengiringl	parit baru l	650 A	532.1	81.9
58	sengiringl	PLTU Singkawangl	1058 A	736.4	69.6
59	singkawangl	PLTU Singkawangl	1301 A	72.97	5.6
60	singkawangl	PLTU Singkawangl	1301 A	72.97	5.6
61	singkawangl	bengkayangl	650 A	81.49	12.5
62	PANGKALBUN/BB1	NAGABULIK1	1058 A	51.7	4.9
63	SAMPIT1	PANGKALBUN/BB1	1058 A	118.6	11.2
64	SAMPIT1	PANGKALBUN/BB1	1058 A	118.6	11.2
65	PLTUSMPT/BB1	KLPEMBUANG/BB1	1301 A	19.19	1.5

Table 4.6 Data Pembebanan Saluran Transmisi Kalbar Lanjutan

NO	Dari	Ke	KHA	Amp flow	% loading
66	PLUSMPT/BB1	KLEMBUANG/BB1	1301 A	19.19	1.5
67	SAMPIT1	PLTUSMPT/BB1	535 A	55.73	10.4
68	SAMPIT1	PLTUSMPT/BB1	535 A	55.73	10.4
69	PARANGEAN/BB1	SAMPIT1	535 A	62.8	11.7
70	KASOGAN1	SAMPIT1	1301 A	96.2	7.4
71	KASOGAN1	SAMPIT1	1301 A	96.2	7.4
72	KASOGAN1	KSKT3/BB1	1301 A	157.4	12.1
73	KASOGAN1	KSKT3/BB1	1301 A	157.4	12.1
74	PALANGKA/BB1	NEWPALANGKARA YA/BB1	1509 A	864.3	57.3
75	NEWPALANGKARA YA/BB1	PLTUPP/BB1	650 A	64.02	9.8
76	PLTUPP/BB1	SELAT/BB1	650 A	314	48.3

Berdasarkan hasil simulasi pada table 4.6 bahwa Saluran area Kalimantan Barat dalam kondisi normal atau tidak ada saluran yang melebihi batas KHA, pembebanan tertinggi di saluran senggiring-PLTU Singkawang sebesar 75.5%.

Tabel 4.7 Data Pembebanan Saluran Transmisi Kalselteng

NO	Dari	Ke	KHA	Amp flow	% loading
1	KSGN/BB1	KASOGAN1	1058 A	154.3	14.6
2	KASOGAN1	PARANGEAN/BB1	1301 A	80.12	6.2
3	ASAM3456/BB1	SATU1/BB1	650 A	398.2	61.3
4	SEBAR/BB1	KSPKR1/BB1	1509 A	234	15.5
5	SEBAR/BB1	KSPKR1/BB1	1509 A	234	15.5
6	SEBAR/BB1	TRISAKTI150/BB1	650 A	136.8	21.1
7	BARIKIN/BB1	KANDANGAN/BB1	1058 A	476.6	45
8	RANTAU/BB1	KANDANGAN/BB1	1058 A	701.7	66.3
9	KUSAN/BB1	RANTAU/BB1	535 A	146.8	27.4
10	CEMPAKA/BB1	KUSAN/BB1	535 A	63.98	12
11	PELARIHARI/BB1	ASAM12/BB1	1301 A	196.8	15.1
12	CEMPAKA/BB1	PELARIHARI/BB1	1301 A	470.4	36.2
13	BANDARA1	MANTUIL/BB1	1301 A	932.1	71.6
14	BANDARA1	MANTUIL/BB1	1301 A	932.1	71.6
15	CEMPAKA/BB1	BANDARA1	1301 A	527.3	40.5
16	CEMPAKA/BB1	BANDARA1	1301 A	527.3	40.5
17	CEMPAKA/BB1	GISULIN/BB1	1058 A	423.2	40
18	TRISAKTI150/BB1	GISULIN/BB1	1301 A	123.9	9.5

Tabel 4.7 Data Pembebanan Saluran Transmisi Kalselteng Lanjutan

NO	Dari	Ke	KHA	Amp flow	% loading
19	CEMPAKA/BB1	BATI-BATI/BB1	1058 A	480.1	45.4
20	TRISAKTI150/BB1	GISULIN/BB1	1301 A	123.9	9.5
21	CEMPAKA/BB1	GISULIN/BB1	1058 A	423.2	40
22	ARONIO/BB1	CEMPAKA1	1058 A	295.2	27.9
23	ARONIO/BB1	CEMPAKA1	1058 A	295.2	27.9
24	BARIKIN/BB1	CEMPAKA/BB1	650 A	123.1	18.9
25	BATI-BATI/BB1	ASAM12/BB1	1058 A	318.8	30.1
26	ASAM3456/BB1	SATUI/BB1	650 A	398.2	61.3
27	SATUI/BB1	BATULICIN/BB1	650 A	430.8	66.3
28	BATULICIN/BB1	KOTABARU/BB1	535 A	143.8	26.9
29	BATULICIN/BB1	KOTABARU/BB1	535 A	143.8	26.9
30	SATUI/BB1	BATULICIN/BB1	650 A	430.8	66.3
31	ASAM3456/BB1	SATUI/BB1	650 A	398.2	61.3
32	ASAM3456/BB1	MANTUIL/BB1	1301 A	223.5	17.2
33	ASAM3456/BB1	MANTUIL/BB1	1301 A	223.5	17.2
34	TRISAKTI150/BB1	MANTUIL/BB1	1301 A	512.5	39.4
35	SEITABUK/BB1	MANTUIL/BB1	1058 A	383.1	36.2
36	KAYUTANGI/BB1	SEBAR/BB1	650 A	219.4	33.8
37	KAYUTANGI/BB1	SEBAR/BB1	650 A	219.4	33.8
38	KAYUTANGI/BB1	SEITABUK/BB1	1058 A	235	22.2
39	MARABAHAN/BB1	BARIKIN/BB1	1058 A	117.9	11.1
40	MARABAHAN/BB1	KAYUTANGI/BB1	1058 A	203.6	19.2
41	KAYUTANGI/BB1	BARIKIN/BB1	1058 A	256.5	24.2
42	KAYUTANGI/BB1	SEITABUK/BB1	1058 A	235	22.2
43	SEITABUK/BB1	MANTUIL/BB1	1058 A	383.1	36.2
44	TRISAKTI150/BB1	MANTUIL/BB1	1301 A	512.5	39.4
45	SEBAR/BB1	TRISAKTI150/BB1	650 A	136.8	21.1
46	PULPIS1	SELAT/BB1	650 A	86.25	13.3
47	PALANGKA/BB1	PULPIS1	1509 A	145.7	9.7
48	KSGN/BB1	KASOGAN1	1058 A	154.3	14.6
49	KSGN/BB1	kuala kurun1	1058 A	165.1	15.6
50	KSGN/BB1	kuala kurun1	1058 A	165.1	15.6
51	kuala kurun1	PURUKCAHU/BB1	1058 A	196.2	18.5
52	kuala kurun1	PURUKCAHU/BB1	1058 A	196.2	18.5
53	PURUKCAHU/BB1	MTWEH/BB1	1058 A	231	21.8
54	PURUKCAHU/BB1	MTWEH/BB1	1058 A	231	21.8
55	BKNII	MTWEH/BB1	1301 A	169.4	13
56	BKNII	MTWEH/BB1	1301 A	169.4	13
57	MTWEH/BB1	BUNTOK/BB1	1301 A	137.2	10.5
58	MTWEH/BB1	BUNTOK/BB1	1301 A	137.2	10.5

Tabel 4.7 Data Pembebanan Saluran Transmisi Kalselteng Lanjutan

NO	Dari	Ke	KHA	Amp flow	% loading
59	TANJUNG/BB1	KSKTP/BB1	1058 A	243.1	23
60	TANJUNG/BB1	KSKTP/BB1	1058 A	243.1	23
61	BARIKIN/BB1	TANJUNG/BB1	1058 A	68.21	6.4
62	TANJUNG/BB1	PARINGIN/BB1	1058 A	233.4	22.1
63	BARIKIN/BB1	PARINGIN/BB1	1058 A	495.3	46.8
64	MUNTAI/BB1	BARIKIN/BB1	1058 A	65.64	6.2
65	MUNTAI/BB1	BARIKIN/BB1	1058 A	65.64	6.2
66	MUNTAI/BB1	TAMANG/BB1	1058 A	200.5	18.9
67	MUNTAI/BB1	TAMANG/BB1	1058 A	200.5	18.9
68	TAMANG/BB1	Bus218	650 A	221	34
69	TAMANG/BB1	Bus219	650 A	255.4	39.3

Berdasarkan hasil simulasi pada table 4.7 bahwa Saluran area Kalimantan Selatan dan Tengah dalam kondisi normal atau tidak ada saluran yang melebihi batas KHA, pembebanan tertinggi di saluran Satui-Batulicin sebesar 66.3%.

Tabel 4.8 Data Pembebanan Saluran Transmisi Kaltim

NO	Dari	Ke	KHA	Amp flow	% loading
1	TABANG	kembang jaggut3	1509 A	389.2	25.8
2	TABANG	kembang jaggut3	1509 A	389.2	25.8
3	PLTA KALTARA6	malinau3	1509 A	954.3	63.2
4	Uloh bilang3	Bus53	1058 A	164.9	15.6
5	Uloh bilang3	Bus53	1058 A	164.9	15.6
6	PLTA KALTARA6	malinau3	1509 A	954.3	63.2
7	sekatak3	tanjung selor3	1058 A	62.61	5.9
8	sekatak3	tanjung selor3	1058 A	62.61	5.9
9	tidang pale3	tanjung selor3	1058 A	343.8	32.5
10	tidang pale3	malinau3	1058 A	383.9	36.3
11	PLTA KALTARA6	malinau3	1509 A	954.3	63.2
12	PLTA KALTARA6	malinau3	1509 A	954.3	63.2
13	malinau3	SEBUKU3	1058 A	90.58	8.6
14	NUNUKAN3	SEBUKU3	1058 A	98.46	9.3
15	NUNUKAN3	SEBUKU3	1058 A	98.46	9.3
16	malinau3	SEBUKU3	1058 A	90.58	8.6
17	tidang pale3	malinau3	1058 A	383.9	36.3
18	tidang pale3	tanjung selor3	1058 A	343.8	32.5
19	tanjung selor3	TANJUNG REDEP3	1058 A	131.8	12.5

Tabel 4.8 Data Pembebanan Saluran Transmisi Kaltim Lanjutan

NO	Dari	Ke	KHA	Amp flow	% loading
20	tanjung selor3	TANJUNG REDEP3	1058 A	131.8	12.5
21	Lati3	TANJUNG REDEP3	1058 A	29.22	2.8
22	Lati3	Tanjung Batu3	1058 A	69.28	6.5
23	Lati3	Tanjung Batu3	1058 A	69.28	6.5
24	Lati3	TANJUNG REDEP3	1058 A	29.22	2.8
25	TANJUNG REDEP3	talisan3	1058 A	12.32	1.2
26	TANJUNG REDEP3	talisan3	1058 A	12.32	1.2
27	Muara Wahau3	MUARA WAHAU3	1058 A	36.48	3.4
28	Karjo3	manggan3	1058 A	161	15.2
29	GI NEW BALIKPAPAN3	manggan3	535 A	324.1	60.6
30	GI NEW BALIKPAPAN3	PLTD KLEDANG3	650 A	31.75	4.9
31	GI NEW BALIKPAPAN3	PLTD KLEDANG3	650 A	31.75	4.9
32	Karjo3	TLK3	1509 A	487.2	32.3
33	Karjo3	TLK3	1509 A	487.2	32.3
34	sepaku3	TLK3	1058 A	19.25	1.8
35	sepaku3	TLK3	1058 A	19.25	1.8
36	TLK3	Petung3	1058 A	91.04	8.6
37	Kuaro3	Petung3	535 A	73.2	13.7
38	Kuaro3	PLTU KALTIM 5	1058 A	323.1	30.5
39	Kuaro3	PLTU KALTIM 5	1058 A	323.1	30.5
40	Kuaro3	grogot3	1058 A	57.06	5.4
41	sei duren3	grogot3	1058 A	21.12	2
42	sei duren3	grogot3	1058 A	21.12	2
43	Kuaro3	grogot3	1058 A	57.06	5.4
44	Kuaro3	Petung3	535 A	73.2	13.7
45	TLK3	Petung3	1058 A	91.04	8.6
46	TLK3	GI NEW BALIKPAPAN3	1509 A	345.9	22.9

Tabel 4.8 Data Pembebanan Saluran Transmisi Kaltim Lanjutan

NO	Dari	Ke	KHA	Amp flow	% loading
47	GI NEW BALIKPAPAN3	INDUSTRI3	535 A	331.2	61.9
48	GI NEW BALIKPAPAN3	INDUSTRI3	535 A	331.2	61.9
49	GI NEW BALIKPAPAN3	manggan3	535 A	324.1	60.6
50	Karjo3	manggan3	1058 A	161	15.2
51	haru3	samboja3	1058 A	87.33	8.3
52	haru3	samboja3	1058 A	87.33	8.3
53	haru3	bukuan3	535 A	320.5	59.9
54	haru3	bukuan3	535 A	320.5	59.9
55	Tengkawang3	haru3	1058 A	103.4	9.8
56	Tengkawang3	haru3	1058 A	103.4	9.8
57	Embalut3	Tengkawang3	1058 A	298.5	28.2
58	Embalut3	Tengkawang3	1058 A	298.5	28.2
59	Samarinda3	new samarinda3	650 A	300.3	46.2
60	Samarinda3	new samarinda3	650 A	300.3	46.2
61	new samarinda3	samberah3	1509 A	350.3	23.2
62	new samarinda3	samberah3	1509 A	350.3	23.2
63	new samarinda3	Embalut3	1509 A	375.7	24.9
64	new samarinda3	Embalut3	1509 A	375.7	24.9
65	cogindo3	Embalut3	535 A	46.04	8.6
66	cogindo3	Embalut3	535 A	46.04	8.6
67	Embalut3	bukit biru3	650 A	159.5	24.5
68	Embalut3	bukit biru3	650 A	159.5	24.5
69	kota bangun3	bukit biru3	1058 A	301.3	28.5
70	kota bangun3	bukit biru3	1058 A	301.3	28.5
71	kembang jaggut3	kota bangun3	1058 A	378.3	35.8
72	melak3	Uloh bilang3	1058 A	185.8	17.6
73	melak3	Uloh bilang3	1058 A	185.8	17.6
74	PLTU KALTIM 6	melak3	1058 A	231.1	21.8
75	PLTU KALTIM 6	melak3	1058 A	231.1	21.8
76	MUARA WAHAU3	muara bengkal3	1058 A	35.94	3.4
77	MUARA WAHAU3	muara bengkal3	1058 A	35.94	3.4
78	Muara Wahau3	MUARA WAHAU3	1058 A	36.48	3.4
79	Sanggata3	Muara Wahau3	1058 A	273.2	25.8
80	Sanggata3	Muara Wahau3	1058 A	273.2	25.8
81	bontang koala3	Sanggata3	1058 A	252	23.8
82	Sanggata3	sepaso3	1058 A	181.8	17.2
83	sepaso3	Maloi3	1058 A	175.5	16.6

Tabel 4.8 Data Pembebanan Saluran Transmisi Kaltim Lanjutan

NO	Dari	Ke	KHA	Amp flow	% loading
84	sepaso3	Maloi3	1058 A	175.5	16.6
85	Sanggata3	sepaso3	1058 A	181.8	17.2
86	bontang koala3	Sanggata3	1058 A	252	23.8
87	bontang koala3	bontang3	1058 A	288.8	27.3
88	bontang koala3	bontang3	1058 A	288.8	27.3
89	PLTU KALTIM5	bontang3	1058 A	314.8	29.8
90	PLTU KALTIM5	bontang3	1058 A	314.8	29.8
91	samberah3	sambutan3	1058 A	156.1	14.8
92	samberah3	sambutan3	1058 A	156.1	14.8
93	sambutan3	sanga3	1058 A	227.8	21.5
94	sambutan3	sanga3	1058 A	227.8	21.5
95	sanga3	bukuan3	1058 A	277.2	26.2
96	sanga3	bukuan3	1058 A	277.2	26.2
97	PLTU KALTIM6	senipah3	1058 A	38.75	3.7
98	bukuan3	PLTU KALTIM6	1058 A	206.2	19.5
99	bukuan3	senipah3	1058 A	39.18	3.7
100	bukuan3	senipah3	1058 A	39.18	3.7

Berdasarkan hasil simulasi pada table 4.8 bahwa Saluran area Kalimantan Timur dan Utara dalam kondisi normal atau tidak ada saluran yang melebihi batas KHA, pembebanan tertinggi di saluran New Balikpapan-Industri sebesar 61.9%.

4.3 Kontingensi

Setelah running load flow akan dilakukan kontingensi. Tingkatan Kontingensi berdasarkan besar-kecilnya kemungkinan terjadinya kontingensi yaitu:

1. *Generator outage* atau lepasnya generator dari sistem
2. Putusnya saluran transmisi (*Line Outage*)
3. Putusnya saluran transmisi dan unit pembangkit secara bersamaan

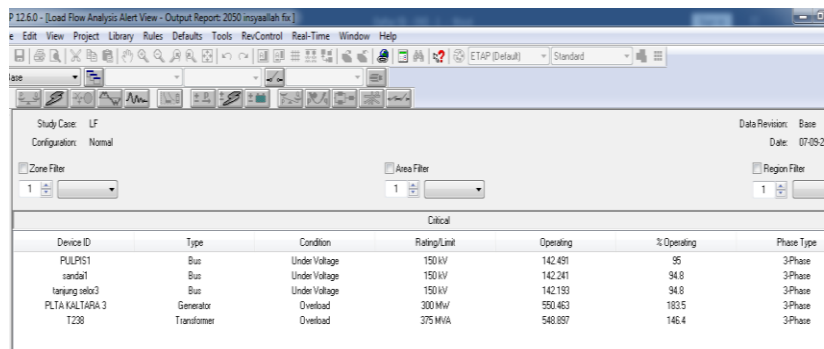
Didalam tugas akhir ini akan dibahas mengenai lepasnya 2 generator terbesar secara bersamaan dan kontingensi putusnya saluran transmisi.

4.3.2 Pola operasi 2 Generator terbesar off

Pelepasan generator dilakukan dengan mengasumsikan terjadi gangguan di generator tersebut. Kemudian dilakukan perbaikan sistem.

Tabel 4.9 Dampak dua generator terbesar off terhadap sistem

ID	Type	Case	Limit	Operating%
PLTA Kaltara	Gen	<i>Overload</i>	300 MW	183.5
PULPIS1	Bus	Undervoltage	150 kV	95
Sandai 1	Bus	Undervoltage	150 kV	94.8
T238	Trafo	Overload	375 MVA	146.4
Tanjung Selor3	Bus	Undervoltage	150 kV	94.8



Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Operating	% Operating	Phase Type
PULPIS1	Bus	Under Voltage	150 kV	142.491	95	3-Phase
sandai1	Bus	Under Voltage	150 kV	142.241	94.8	3-Phase
tanjung selor3	Bus	Under Voltage	150 kV	142.193	94.8	3-Phase
PLTA KALTARA 3	Generator	Overload	300 Mw	550.463	183.5	3-Phase
T238	Transformer	Overload	375 MVA	548.897	146.4	3-Phase

Gambar 4.3 Dampak dua generator terbesar off terhadap sistem

Solusinya dengan cara menaikkan pembebanan beberapa generator dari 60% ke 80%.

Generator yang dinaikkan pembebanannya seperti:

1. PLTU New Balikpapan 1
2. PLTU New Balikpapan 2
3. PLTU New Balikpapan 4
4. PLTU New Balikpapan 5
5. PLTU New Balikpapan 7

Dan penurunan nilai reactor shunt dari 150 Mvar menjadi 100 Mvar di bus Palangkaraya sehingga sistem kembali stabil

Tabel 4.10 Daftar Saluran yang di kontingensi N-1

No	Dari Bus	Ke Bus	KHA	Amp flow	%
1	Sei Raya	Ketapang	1980	334.6	16.9
2	Ketapang	Sampit	1980	272	13.7
3	Sampit	Palangkaraya	1980	266.3	13.5
4	Palangkaraya	Banjarmasin	1980	429.4	21.7
5	Banjarmasin	Balikpapan	1980	926	46.8
6	Balikpapan	Samarinda	1980	399.3	20.2
7	Samarinda	Bontang	1980	61.2	3.1
8	Bontang	Tanjung Redeb	1980	211.5	10.7
9	Tanjung Redeb	Sabah	1980	254.3	12.8
10	Tanjung Redeb	Kayan Hulu	1980	192.5	9.7
11	Kayan Hulu	Long Apari	1980	393.3	19.9
12	Long Apari	Putussibau	1980	445.8	22.5
13	Putussibau	Sei Raya	1980	432.6	21.8

Berdasarkan hasil simulasi pada table 4.10 bahwa Saluran Transmisi 500 kV dalam kondisi normal atau tidak ada saluran yang melebihi batas KHA, pembebanan tertinggi di saluran Banjarmasin-Balikpapan sebesar 46.8%. kemudian akan dilakukan kontingensi saluran. Kontingensi dilakukan dengan mengasumsikan terjadi gangguan di tiap-tiap saluran pada tugas akhir ini dilakukan kontingensi N-1 yaitu melepas satu saluran.

4.3.3 Kontingensi Saluran Sei Raya-Ketapang

Pada saat terjadi kontingensi di saluran Sei Raya-Ketapang terjadi undervoltage pada bus beban di Sandai1

Tabel 4.11 Dampak Kontingensi Saluran Sei Raya-Ketapang

No	Case	Limit Operating	Operating	Operating %	Status
1	Undervoltage Bus Lump Load Sandai1	150 kV	142.067	94.7	Critical

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Operating	% Operating	Phase Type
sandai1	Bus	Under Voltage	150 kV	142.067	94.7	3Phase

Gambar 4.4 Hasil Kontingensi Sei Raya-Ketapang

4.3.4 Kontingensi Saluran Ketapang-Sampit

Pada saat terjadi kontingensi di saluran Ketapang-Sampit terjadi penurunan tegangan atau *undervoltage* pada bus beban Sandai1 dan Sukadana1

Tabel 4.12 Dampak Kontingensi Saluran Ketapang-Sampit

No	Case	Limit Operating	Operating	Operating %	Status
1	Undervoltage Bus Lump Load Sandai1	150 kV	141.556	94.4	Critical
2	Undervoltage Bus Lump Load Sukadana1	150 kV	142.389	94.9	Critical

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Operating	% Operating	Phase Type
sandai1	Bus	Under Voltage	150 kV	141.556	94.4	3Phase
sukadana1	Bus	Under Voltage	150 kV	142.389	94.9	3Phase

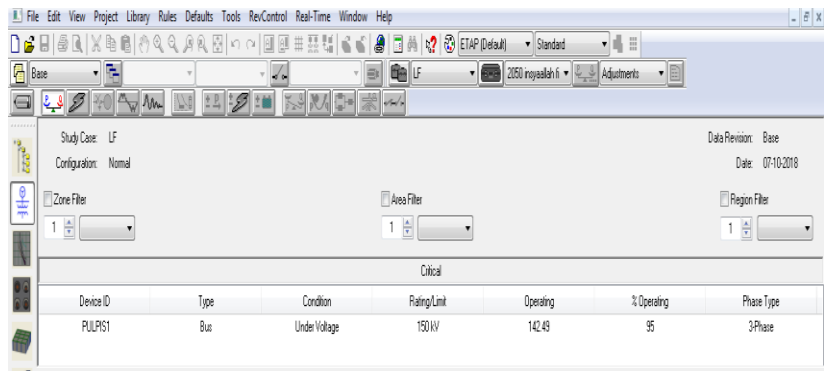
Gambar 4.5 Hasil Kontingensi Ketapang-Sampit

4.3.5 Kontingensi Saluran Sampit-Palangkaraya

Pada saat terjadi kontingensi di saluran Sampit-Palangkaraya terjadi undervoltage pada bus beban di Pulpis.

Tabel 4.13 Dampak Kontingensi Saluran Sampit-Palangkaraya

No	Case	Limit Operating	Operating	Operating %	Status
1	Undervoltage Bus Lump Load Pulpis	150 kV	142.49	95	Critical



Gambar 4.6 Hasil Kontingensi Sampit-Palangkaraya

4.3.6 Kontingensi Saluran Palangkaraya-Banjarmasin

Pada saat terjadi kontingensi di saluran Palangkaraya-Banjarmasin terjadi undervoltage pada bus beban GIS ulin, Pulpis dan Trisakti.

Tabel 4.14 Dampak Kontingensi Saluran Palangkaraya-Banjarmasin

No	Case	Limit Operating	Operating	Operating %	Status
1	Undervoltage Bus Lump Load GIS ULIN	150 kV	142.302	94.9	Critical
2	Undervoltage Bus Lump Pulpis1	150 kV	142.335	94.9	Critical
3	Undervoltage Bus Lump Trisakti1	150 kV	142.056	94.7	Critical

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Operating	% Operating	Phase Type
GISULN/BB1	Bus	Under Voltage	150 kV	142.335	94.9	3Phase
PULPIS1	Bus	Under Voltage	150 kV	142.355	94.9	3Phase
TRISAKT1150/BB1	Bus	Under Voltage	150 kV	142.056	94.7	3Phase

Gambar 4.7 Hasil Kontingensi Palangkaraya-Banjarmasin

4.3.7 Kontingensi Saluran Mantuil/Banjarmasin-Balikpapan

Pada saat terjadi kontingensi di saluran Banjarmasin-Balikpapan terjadi overload saluran di line 75 saluran Banjarmasin-Balikpapan dari 926 A menjadi 2065.4 A yang mana besarnya arus ini sudah melewati batas KHA saluran sebesar 1980 A dan juga terjadi undervoltage di 20 bus beban di area 1 dan 2.

Tabel 4.15 Dampak Kontingensi Saluran Banjarmasin-Balikpapan

No	Case	Limit Operating	Operating	Operating %	Status
1	Undervoltage Bus Lump Air Upas1	150 kV	141.94	94.6	Critical
2	Undervoltage Bus Lump Bandara1	150 kV	140.873	93.9	Critical
3	Undervoltage Bus Lump Mantuil	500 kV	474.859	95	Critical
4	Undervoltage Bus Lump Cemara1	150 kV	142.212	94.8	Critical
5	Undervoltage Bus Lump cempaka	150 kV	142.069	94.7	Critical
6	Undervoltage Bus Lump GIS Ulin	150 kV	141.144	94.1	Critical
7	Undervoltage Bus Lump Kota baru2	150 kV	141.908	94.6	Critical
8	Undervoltage Bus Lump Kota Baru1	150 kV	142.144	94.8	Critical
9	Undervoltage Bus Lump Mantuil	150 kV	142.038	94.7	Critical

Tabel 4.16 Dampak Kontingensi Saluran Banjarmasin-Balikpapan
Lanjutan

No	Case	Limit Operating	Operating	Operating %	Status
10	Undervoltage Bus Lump Senggiring1	150 kV	142.425	95	Critical
11	Undervoltage Bus Lump New Palangkaraya	150 kV	141.363	94.2	Critical
12	Undervoltage Bus Lump Pulpis1	150 kV	140.654	93.8	Critical
13	Undervoltage Bus Lump rasau1	150 kV	141.691	94.5	Critical
14	Undervoltage Bus Lump sandai1	150 kV	140.274	93.5	Critical
15	Undervoltage Bus Lump Seitabuk	150 kV	142.165	94.8	Critical
16	Undervoltage Bus Lump Selat	150 kV	142.471	95	Critical
17	Undervoltage Bus Lump Sukadana1	150 kV	141.114	94.1	Critical
18	Undervoltage Bus Lump Tanjung Selor3	150 kV	142.411	94.9	Critical
19	Undervoltage Bus Lump Trisakti	150 kV	140.275	93.5	Critical
20	Undervoltage Bus Lump Trisakti	70 kV	66.377	94.8	Critical
21	Overload saluran line 75	1980 A	2065.476	104.3	Critical

Study Case

LF

Configuration

Normal

Data Revision

Base

Date

07.10.2018

Zone Filter

1

Area Filter

1

Region Filter

1

Critical

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Operating	% Operating	Phase Type
akap1	Bus	Under Voltage	150 kV	141.94	94.6	3Phase
BANDARA1	Bus	Under Voltage	150 kV	140.873	93.9	3Phase
BUS MANTUL	Bus	Under Voltage	500 kV	474.859	95	3Phase
cemex1	Bus	Under Voltage	150 kV	142.212	94.8	3Phase
CENPAKA/BB1	Bus	Under Voltage	150 kV	142.068	94.7	3Phase
GISULUN/BB1	Bus	Under Voltage	150 kV	141.144	94.1	3Phase
kota baru 2	Bus	Under Voltage	150 kV	141.908	94.6	3Phase
kota baru1	Bus	Under Voltage	150 kV	142.144	94.8	3Phase
MANTUL/BB1	Bus	Under Voltage	150 kV	142.038	94.7	3Phase
NEWPALANGKARAYA/BB1	Bus	Under Voltage	150 kV	141.363	94.2	3Phase
PULPIS1	Bus	Under Voltage	150 kV	140.654	93.8	3Phase
rasau1	Bus	Under Voltage	150 kV	141.691	94.5	3Phase
randai1	Bus	Under Voltage	150 kV	140.274	93.5	3Phase
SETABUK/BB1	Bus	Under Voltage	150 kV	142.155	94.8	3Phase
SELAT/BB1	Bus	Under Voltage	150 kV	142.471	95	3Phase
sengirng1	Bus	Under Voltage	150 kV	142.425	95	3Phase
sukadana1	Bus	Under Voltage	150 kV	141.114	94.1	3Phase
tanjung rebo3	Bus	Under Voltage	150 kV	142.411	94.9	3Phase
TRISAKTI150/BB1	Bus	Under Voltage	150 kV	140.275	93.5	3Phase
TRISAKTI70/BB1	Bus	Under Voltage	70 kV	66.377	94.8	3Phase
Line75	Line	Overload	1980 Amp	2085.476	104.3	3Phase

Gambar 4.8 Hasil Kontingensi Banjarmasin-Balikpapan

4.3.8 Kontingensi Saluran Balikpapan-Samarinda

Pada saat terjadi kontingensi di saluran Balikpapan-Samarinda tidak memiliki dampak ke sistem karena daerah sekitar Samarinda dan Balikpapan memiliki banyak pembangkit untuk menyuplai daya untuk daerahnya masing-masing dan saluran transmisi Samarinda-Balikpapan dibebani 20.2%

4.3.9 Kontingensi Saluran Samarinda-Bontang

Pada saat terjadi kontingensi di saluran Samarinda-Bontang tidak memiliki dampak ke sistem karena daerah sekitar Samarinda dan Bontang memiliki banyak pembangkit untuk menyuplai daya untuk daerahnya masing-masing dan saluran transmisi Samarinda-Bontang dibebani 3.1%

4.3.10 Kontingensi Saluran Bontang-Tanjung Redep

Pada saat terjadi kontingensi di saluran Bontang-Tanjung Redep tidak memiliki dampak ke sistem karena daerah sekitar Bontang dan Tanjung Redep memiliki banyak pembangkit untuk menyuplai daya untuk daerahnya masing-masing dan saluran transmisi Balikpapan-Samarinda dibebani 10.7 %

4.3.11 Kontingensi Saluran Tanjung Redep-Sabah

Pada saat terjadi kontingensi di saluran Tanjung Redep-Sabah terjadi undervoltage pada bus beban Tanjung Redep, Sabah, Sekatak dan Tanjung Selor.

Tabel 4.17 Dampak Kontingensi Saluran Tanjung Redep-Sabah

No	Case	Limit Operating	Operating	Operating %	Status
1	Undervoltage Bus Tanjung Redep	500 kV	457.908	91.6	Critical
2	Undervoltage Bus Lump Sabah	500 kV	420.061	84	Critical
3	Undervoltage Bus Lump Sekatak3	150 kV	142.022	94.7	Critical
4	Undervoltage Bus Lump Tanjung Selor3	150 kV	140.999	94	Critical

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Operating	% Operating	Phase Type
SABAH	Bus	Under Voltage	500 kV	420.061	84	3-Phase
sekat3	Bus	Under Voltage	150 kV	142.022	94.7	3-Phase
TANJUNG REDEP	Bus	Under Voltage	500 kV	457.908	91.6	3-Phase
tanjung selor3	Bus	Under Voltage	150 kV	140.999	94	3-Phase

Gambar 4.9 Hasil Kontingensi Tanjung Redep-Sabah

4.3.12 Kontingensi Saluran Tanjung Redep-Kayan Hulu

Pada saat terjadi kontingensi di saluran Tanjung Redep-Kayan Hulu terjadi undervoltage pada bus beban

Tabel 4.18 Dampak Kontingensi Saluran Tanjung Redep-Kayan Hulu

No	Case	Limit Operating	Operating	Operating %	Status
1	Undervoltage Bus Lump Load Tanjung Selor3	150 kV	142.416	94.9	Critical

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Operating	% Operating	Phase Type
tanjung rebok3	Bus	Under Voltage	150 kV	142.416	94.9	3Phase

Gambar 4.10 Hasil Kontingensi Tanjung Redep-Kayan Hulu

4.3.13 Kontingensi Saluran Kayan Hulu-Long Apari

Pada saat terjadi kontingensi di saluran Kayan Hulu-Long Apari tidak memiliki dampak ke sistem karena daerah sekitar Kayan Hulu dan Long Apari memiliki banyak pembangkit untuk menyuplai daya untuk daerahnya masing-masing dan saluran transmisi Kayan Hulu-Long Apari dibebani 19.9%.

4.3.14 Kontingensi Saluran Putussibau-Long Apari

Pada saat terjadi kontingensi di saluran Putussibau-Long Apari terjadi undervoltage pada bus beban di Kota Baru2

Tabel 4.19 Dampak Kontingensi Saluran Putussibau-Long Apari

No	Case	Limit Operating	Operating	Operating %	Status
1	Undervoltage Bus Lump Load Kota baru2	150 kV	142.444	95	Critical

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Operating	% Operating	Phase Type
kota baru 2	Bus	Under Voltage	150 kV	142.444	95	3Phase

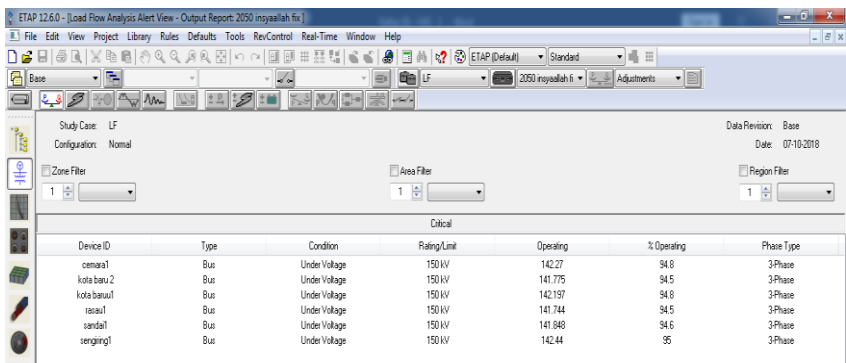
Gambar 4.11 Hasil Kontingensi Putussibau-Long Apari

4.3.15 Kontingensi Saluran Putussibau-Sei Raya

Pada saat terjadi kontingensi di saluran Putussibau-Sei Raya terjadi undervoltage di 6 bus beban.

Tabel 4.20 Dampak Kontingensi Saluran Putussibau-Sei Raya

No	Case	Limit Operating	Operating	Operating %	Status
1	Undervoltage Bus Lump Load cemara1	150 kV	142.27	94.8	Critical
2	Undervoltage Bus Lump Load Kota baru2	150 kV	141.775	94.5	Critical
3	Undervoltage Bus Lump Load Kota baru1	150 kV	142.197	94.8	Critical
4	Undervoltage Bus Lump Load Rasau1	150 kV	141.744	94.5	Critical
5	Undervoltage Bus Lump Load Sandai	150 kV	141.848	94.6	Critical
6	Undervoltage Bus Lump Load Senggiring1	150 kV	142.44	95	Critical



Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Operating	% Operating	Phase Type
cemara1	Bus	Under Voltage	150 kV	142.27	94.8	3-Phase
kota baru2	Bus	Under Voltage	150 kV	141.775	94.5	3-Phase
kota baru1	Bus	Under Voltage	150 kV	142.197	94.8	3-Phase
rasau1	Bus	Under Voltage	150 kV	141.744	94.5	3-Phase
sandai1	Bus	Under Voltage	150 kV	141.848	94.6	3-Phase
senggiring1	Bus	Under Voltage	150 kV	142.44	95	3-Phase

Gambar 4.12 Hasil Kontingensi Putussibau-Sei Raya

4.4 Seleksi Kontingensi

Berdasarkan dampak dari kontingensi saluran 500 kV maka akan menghasilkan daftar seleksi kontingensi (*Performasi index*) yaitu saluran transmisi yang memiliki dampak paling berbahaya sampai yang tidak memiliki dampak ke sistem. Daftar seleksi kontingensi ini dibutuhkan untuk mengetahui saluran-saluran mana yang berbahaya sehingga dapat mengantisipasi gangguan kontingensi dan menjaga keandalan sistem. Dibawah ini adalah daftar urutan kontingensi dari yang terendah sampai tertinggi.

Tabel 4.21 Daftar urutan seleksi kontingensi.

No	Kontingensi Saluran	Performasi Index	Case	Status
1	Banjarmasin- Balikpapan	1.043	Overload saluran, Undervoltage	Critical
2	Long Apari- Putussibau	0.449	Undervoltage	Critical
3	Kayan Hulu- Long Apari	0.413	-	-
4	Putussibau-Sei Raya	0.356	Undervoltage	Critical
5	Balikpapan-Samarinda	0.323	-	-
6	Sei Raya-Ketapang	0.30217	Undervoltage	Critical
7	Palangkaraya-Banjarmasin	0.30217	Undervoltage	Critical
8	TanjungRedep-Sabah	0.25	Undervoltage	Critical
9	Ketapang-Sampit	0.235	Undervoltage	Critical
10	Bontang-Tanjung Redep	0.196	-	-
11	Tanjung Redep-Kayan Hulu	0.105	Undervoltage	Critical
12	Sampit-Palangkaraya	0.09348	Undervoltage	Critical
13	Samarinda-Bontang	0.05	-	-

Berdasarkan data table 4.21 kontingensi saluran Banjarmasin-Balikpapan memiliki dampak yang paling besar yaitu bisa menyebabkan overload saluran line 75 dan mengakibatkan 20 bus mengalami undervoltage di area 1 dan 2. Jika hal ini terjadi dapat menyebabkan sistem black out.

4.5 Analisa Kontingensi

Saluran transmisi mempunyai resiko paling besar jika lepas dari sistem, karena akan menyebabkan gangguan terhadap aliran daya. Ada pun dampak yang terjadi akibat kontingensi saluran transmisi 500 kV adalah Undervoltage dan Overload saluran. Dalam tugas akhir ini standar tegangan untuk rating 150 kV dan 500 kV diasumsikan sama (-5% dan +5%). Analisis data akan mengambil contoh saluran yang memiliki dampak paling berbahaya bagi sistem atau urutan pertama dari performasi index.

Kontingensi Saluran yang dipilih adalah kontingensi saluran Banjarmasin-Balikpapan

4.5.1 Overload Saluran

Tabel 4.22 Overload Saluran Banjarmasin-Balikpapan

No	Case	Limit Operating	Operating	Operating %	Status
1	Overload saluran line 75	1980 A	2065.476	104.3	Critical

Ketika terjadi gangguan di salah satu saluran transmisi maka saluran transmisi yang berada di sebelahnya menanggung beban yang lepas tersebut. Jika beban yang ditanggung melebihi batas kemampuan hantar arus akibatnya saluran overload. Hal ini dapat menyebabkan proteksi saluran transmisi bekerja dan dapat menyebabkan sistem *black out*. Oleh karena itu diperlukanantisipasi dengan melakukan standar operasi pelepasan beban agar sistem dapat beroperasi dengan normal.

4.5.2 Undervoltage

Daya yang disuplai pembangkit ke bus harus melewati saluran lain akibat dari kontingensi saluran akibatnya saluran menjadi panjang dan arus saluran semakin besar sehingga rugi-rugi saluran besar kemudian terjadi undervoltage.

Tabel 4.23 Tegangan saat kontingensi Banjarmasin-Balikpapan

No	Case	Limit Operating	Operating	Operating %	Status
1	Undervoltage Bus Lump Air Upas1	150 kV	141.94	94.6	Critical
2	Undervoltage Bus Lump Bandara1	150 kV	140.873	93.9	Critical
3	Undervoltage Bus Lump Mantuil	500 kV	474.859	95	Critical
4	Undervoltage Bus Lump Cemara1	150 kV	142.212	94.8	Critical
5	Undervoltage Bus Lump cempaka	150 kV	142.069	94.7	Critical

Tabel 4.23 Besarnya tegangan di bus saat terjadi kontingensi Banjarmasin-Balikpapan Lanjutan

No	Case	Limit Operating	Operating	Operating %	Status
6	Undervoltage Bus Lump GIS Ulin	150 kV	141.144	94.1	Critical
7	Undervoltage Bus Lump Kota baru2	150 kV	141.908	94.6	Critical
8	Undervoltage Bus Lump Kota Baru1	150 kV	142.144	94.8	Critical
9	Undervoltage Bus Lump Mantuil	150 kV	142.038	94.7	Critical
10	Undervoltage Bus Lump New Palangkaraya	150 kV	141.363	94.2	Critical
11	Undervoltage Bus Lump Pulpis1	150 kV	140.654	93.8	Critical
12	Undervoltage Bus Lump rasau1	150 kV	141.691	94.5	Critical
13	Undervoltage Bus Lump sandai1	150 kV	140.274	93.5	Critical
14	Undervoltage Bus Lump Seitabuk	150 kV	142.165	94.8	Critical
15	Undervoltage Bus Lump Selat	150 kV	142.471	95	Critical
16	Undervoltage Bus Lump Senggiring1	150 kV	142.425	95	Critical
17	Undervoltage Bus Lump Sukadana1	150 kV	141.114	94.1	Critical
18	Undervoltage Bus Lump Tanjung Selor3	150 kV	142.411	94.9	Critical
19	Undervoltage Bus Lump Trisakti	150 kV	140.275	93.5	Critical
20	Undervoltage Bus Lump Trisakti	70 kV	66.377	94.8	Critical

Berdasarkan dampak dari Kontingensi saluran Banjarmasin-Balikpapan terjadi penurunan tegangan di 20 bus di area 1 dan 2. Bus yang mengalami undervoltage yang paling kritis adalah Trisakti (93.5%), bandara1 (93.9%) dan sandai (93.5%).

4.6 Solusi Pencegahan Dampak dari Kontingensi

Diperlukan suatu antisipasi apabila terjadi lepasnya suatu saluran transmisi sehingga sistem dapat bertahan atau stabil ketika terjadi putusnya saluran.

4.6.1 Overload

Dalam tugas akhir ini cara untuk mengatasi overload saluran yaitu dengan pelepasan beban (*load shedding*). Pelepasan beban dibutuhkan untuk menjaga arus yang melalui saluran transmisi tidak melebihi kemampuan hantar arus. Besarnya daya yang akan dilepas disesuaikan dengan besarnya arus yang mengalir pada saluran tersebut. Dengan persamaan berikut

$$LS = \sqrt{3} \times (I_{\text{saluran}} - (80\% \times KHA_{\text{saluran}})) \times \text{Rating tegangan saluran} \quad (4.1)$$

$$\begin{aligned} LS &= \sqrt{3} \times (2065.476 - (80\% \times 1980)) \times (500 \text{ kV}) \\ &= 417 \text{ MVA} \end{aligned}$$

Arus nominal line 75 ketika kontingensi sebesar 2065.476 A merupakan arus overload saluran sedangkan 1980 A adalah kemampuan hantar arus maximum saluran dan mengacu dari persamaan diatas maka harus dilakukan pelepasan beban di bus-bus yang mengalami undervoltage di area 2 seperti bus Cempaka 1, Gis ulin, dan Trisakti dikarenakan di bus beban tersebut mengalami undervoltage.

Tabel 4.24 Besarnya beban Load Shedding

No	Lump Load	Beban Sebelum LS (MVA)	LS Lump Load (MVA)	Beban sesudah LS (MVA)
1	Cempaka 1	655.85	156.17	499.68
2	Gis Ulin	475.61	120.2	355.41
3	Trisakti	586.71	142.4	444.31

Besarnya daya yang akan di load shedding terdapat pada table diatas 4.24 berdasarkan dari persamaan 4.1. Beban yang akan di load shedding adalah beban yang mengalami *undervoltage* ketika terjadi kontingensi saluran. Dengan memperhatikan arah arus dan aliran daya pada saluran. Beban yang di load shedding adalah beban yang bukan objek vital nasional seperti pemukiman penduduk. Contoh beban penting adalah beban industri atau rumah sakit.

Tabel 4.25 Hasil setelah load shedding

No	Case	Limit Operating	Operating	Operating %	Status
1	line 75	1980 A	1845	93.2	Normal

Setelah dilakukan load shedding dengan total sebesar 417 MVA di tiga beban hasilnya saluran menjadi aman karena arus mengalir dibawah kemampuan hantar arus. Selain itu dengan melakukan load shedding akan mempengaruhi besarnya kenaikan tegangan di masing-masing bus yang sebelumnya mengalami undervoltage.

4.6.2 Undervoltage

Berdasarkan hasil simulasi kontingensi saluran Banjarmasin-Balikpapan terjadi penurunan tegangan sebanyak 20 Bus di area 2. Sehingga harus dilakukan perbaikan factor daya untuk menjaga stabilitas tegangan tetap terjaga, perbaikan tegangan menggunakan kapasitor yang dipasang paralel pada bus yang mengalami undervoltage.

Tabel 4.26 Besarnya beban bus saat terjadi kontingensi

No	Nama Bus	P(MW)	Q (Mvar)	S (MVA)
1	Bandaral	185.317	114.849	218.02

Perbaikan tegangan akan dilakukan pada bus bandaral karena mempunyai factor daya yang rendah dibandingkan dengan bus yang lain.

$$P_{\text{awal}} = 185.317 \text{ MW}$$

$$Q_{\text{awal}} = 114.849 \text{ Mvar}$$

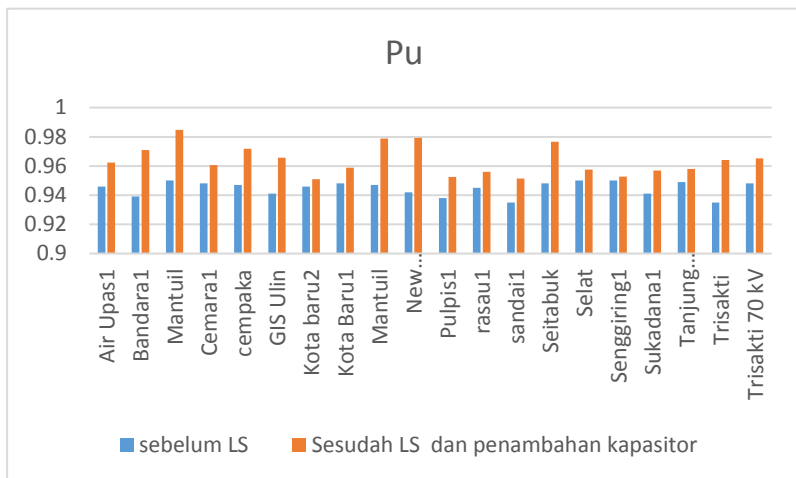
$$\cos \phi = 0.85$$

Besarnya daya reaktif baru

$$\begin{aligned} Q_{\text{baru}} &= P_{\text{awal}} \times \tan(\arccos \phi) \\ &= 185.317 \times \tan(\arccos 0.98) \\ &= 37.6290 \text{ Mvar} \end{aligned}$$

Nilai Capacitor

$$\begin{aligned} Q_c &= Q_{\text{awal}} - Q_{\text{baru}} \\ &= 114.849 - 37.629 \\ &= 77.22 \text{ Mvar} \end{aligned}$$



Gambar 4.13 Perbandingan tegangan kondisi kontingensi dan Setelah *load shedding*

Berdasarkan Gambar grafik 4.13 ketika Kontingensi saluran Banjarmasin-Balikpapan menyebabkan 20 bus mengalami undervoltage, kemudian ketika dilakukan load shedding sebesar 417 MVA di bus yang undervoltage maka akan mempengaruhi besarnya kenaikan tegangan di masing-masing bus sebelumnya mengalami undervoltage. Kenaikan tegangan pada masing-masing bus tersebut sudah memenuhi standar yang di izinkan.

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil simulasi dan analisis yang telah dilakukan pada tugas akhir dengan judul “Analisis Kontingensi Pada Perencanaan Sistem Kelistrikan Kalimantan 500 kV tahun 2050” dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

1. Saat terjadi kontingensi saluran N-1 pada saluran transmisi 500 kV menyebabkan drop tegangan pada bus 500 kV dan 150 kV dan juga mengakibatkan saluran melewati batas kemampuan hantar arus (*overload*) karena ketika sebuah saluran transmisi lepas maka beban dan arus pada saluran tersebut ditanggung saluran di sekitarnya sehingga arus yang mengalir pada saluran tersebut *overload*.
2. Saluran transmisi yang mengalami overload adalah line75 ketika terjadi kontingensi saluran Banjarmasin-Balikpapan sebesar 104.3%
3. Terdapat dua pilihan solusi untuk saluran yang mengalami overload yaitu :
 - Pelepasan beban (*load shedding*)
 - Penambahan saluran penghantar
 - Penambahan Pembangkit
4. Pemasangan Kapasitor pada Bus Bandara1 sebesar 77.2 Mvar saat terjadi kontingensi saluran Banjarmasin-Balikpapan berfungsi sebagai kompensasi daya reaktif sehingga meningkatkan tegangan yang mengalami undervoltage.

5.2 Saran

Adapun saran yang dapat diberikan untuk pengembangan pada tugas akhir ini adalah :

1. Analisis kontingensi pada Tugas akhir ini dapat digunakan sebagai bahan pertimbangan dalam RUPTL untuk menguji keandalan dari sebuah sistem yang besar.
2. Penambahan pembangkit di area yang tidak regional balance

DAFTAR PUSTAKA

- [1]. S.D. Tahun, "Proyeksi Kebutuhan Listrik Pln," pp.19-29,2003.
- [2]. F.U.P, Dimas, "*Analisis Kontingensi Sistem Kelistrikan Sulawesi Selatan dan Barat*", Tugas Akhir Teknik Elektro-ITS, 2010
- [3]. U.Aulia and L.M.Putranto, "Analisis Kontingensi Generator Pada Sistem Transmisi 500 Kv jawa,"vol. 1, no.3, pp.100-104, 2014.
- [4]. Marsudi, Djiteng., "*Operasi Sistem Tenaga Listrik*". Yogyakarta: Graha Ilmu, 2006.
- [5]. Saadat, H., "*Power System Analysis*", McGraw-Hill, Inc, 1999.
- [6]. Gonen, Turan., "*Modern Power System Analysis*". CRC Press, Taylor and Francis Group, 2013.
- [7]. Ardyono Priyadi,"Transmisi dan Peralatan Tegangan Tinggi", Diktat Kuliah Jurusan Teknik Elektro,FTE ITS 2017.
- [8]. Penangsang, Ontoseno."Analisa Sistem Tenaga" Diktat Kuliah, Teknik Elektro FTE, Institut Teknologi Sepuluh Nopember 2017
- [9]. M. Faishol Adityo, "Analisis Kestabilan Transien Pada Sistem Kelistrikan PT. Pupuk Kalimantan Timur Akibat Pengaktifan Kembali Pembangkit 11 MW," Inst. Teknol. Sepuluh Nop., 2012
- [10] IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality." IEEE, 2009
- [11] Rachman, Arif, "*Analisis Kontingensi Pada Sistem Jawa-Bali 500KV Untuk Mendesain Keamanan Operasi*", Tugas Akhir Teknik Elektro-ITS, 2010
- [12] Stevenson, W.D., Jr and John J. Grenger., "*Power System Analysis, 4th Edition*". McGraw-Hill, Inc, 1994.
- [13] Turan Gonen "Electric Power Transmission System Engineering: Analysis and Design"
- [14] Eko Setiawan,"Analisis Kontingensi pada Sistem Tenaga menggunakan ANN" ITS Surabaya, 1999.

RIWAYAT HIDUP



Syafaat Ma'ruf lahir di Muara Enim pada tanggal 10 April 1995. Anak pertama dari 3 bersaudara ini menempuh pendidikan dasar di SDN 6 Muara Enim pada tahun 2001-2007. Kemudian melanjutkan Pendidikan ke SMPN 1 Muara Enim pada tahun 2007-2010. Melanjutkan ke SMAN 1 Muara Enim pada tahun 2010-2013. Setelah lulus SMA pada tahun 2013, penulis diterima sebagai mahasiswa D3 Teknik Elektro (Sekolah Vokasi) Universitas Gadjah Mada dan lulus pada tahun 2016. Kemudian melanjutkan jenjang S1 Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) pada tahun 2016

dan mengambil bidang studi Teknik Sistem Tenaga.

Penulis dapat dihubungi pada alamat email syafaat.makruf@gmail.com